



Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт- Институт природных ресурсов
Направление- Нефтегазовое дело
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2540 МЕТРОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.323:622.243.23(24:181 m 2540) (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Птухин И.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
зав. кафедрой БС	Ковалев А.В.	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к. х. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
зав. кафедрой БС	Ковалев А.В	к. т. н.		

Введение	4
СОДЕРЖАНИЕ РЕФЕРАТА К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ	5
1. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.	6
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.	6
1.2 Геологические условия бурения.	9
1.3 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.	16
1.4 Зоны возможных осложнений.	19
1.5 Исследовательские работы	20
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.	21
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	21
2.2 Обоснование конструкции скважины	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	24
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	27
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	28
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.3 Углубление скважины	32
2.3.1 Выбор способа бурения	32
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	33
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	33
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	34
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	35
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	36
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	38
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	45
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	49
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	50
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	50
2.4.1 Расчет обсадных колонн	51
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	51

2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	54
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	57
2.4.2	Расчет процессов цементирование скважины	57
2.4.2.1	Выбор способа цементирование обсадных колонн	57
2.4.2.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	59
2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	60
2.4.2.3.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	60
2.4.2.3.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	61
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	62
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	62
2.5	Выбор буровой установки	63
3.	Специальная часть.	65
	«Обзор и сравнение современного парка мобильных буровых установок, МБУ 125 г. Кунгур и Rig ZJ 30»	65
4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	71
4.1	Структура и организационные формы работы ОАО «Востокгазпром»	71
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	73
4.3	Нормативная карта	74
4.4	Составление линейно-календарного графика.	77
5.	Социальная ответственность при техническом проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2540 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).	78
5.1	Производственная безопасность	78
5.1.1.	Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	79
	Неудовлетворительные погодные условия при работе на открытом воздухе.	79
5.1.2.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве наклонно-направленной скважины на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	81
	Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:	81
	Заключение	83
	Список используемой Литературы	84

Введение

Тема выпускной квалификационной работы была выбрана мной по причине актуальности вопросов, связанных с бурением скважин на нефть и газ, на территории нефтедобывающих регионов Российской Федерации.

Цель работы – рассмотрение технологических и проектных решений при строительстве наклонно-направленной скважины глубиной 2540 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении. При выполнении работы на этапе проектирования на основании расчета, был выбран ряд технологических решений по строительству скважины, а также оборудования и механизмов для её строительства.

Предметом исследования дипломной работы стал обзор и сравнительный анализ парка мобильных буровых комплексов, получивших широкое распространение в нашей стране.

С каждым годом объем применения мобильных буровых комплексов, для целей поисково-разведочного и эксплуатационного бурения увеличивается. Так же как, спектр возможностей и задач бурения, которые возможно решить с помощью мобильных буровых установок.

Изучение опыта применения мобильных буровых комплексов, а также анализ их работы и сравнение различных моделей необходимо в целях оценки экономической эффективности произведенных на месторождении буровых работ. Особенно важный вопрос выбора буровых установок, который необходимо производить с учетом таких показателей и условий: как рельеф местности, горно-геологические условия бурения, глубина скважины, категория горных пород по буримости, способ разрушения горной породы, возможные скорости бурения, расстояние между скважинами, состояние ремонтной службы, амортизационные расходы, охрана окружающей среды и недр.

Содержание реферата к выпускной квалификационной работе

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 84 с., 16 рис., 49 табл., 8 литературных источников, 2 прил.

Ключевые слова: Казанское, месторождение, бурение, нефтегазоконденсатное, мобильные буровые установки, мобильные буровые комплексы, обзор, современный парк МБУ

Объектом исследования является (ются) мобильные буровые комплексы отечественного и иностранного производства.

Цель работы – выявление эксплуатационных различий и особенностей мобильных буровых комплексов, с равными технологическими характеристиками, отечественных и иностранных производителей.

В процессе исследования проводились сравнения технических, эксплуатационных характеристик, а также анализ практического применения мобильных буровых комплексов полученный при работе с ними, основанный на личном опыте.

В результате исследования был составлен подробный и объективный обзор (отчёт) о преимуществах и недостатках мобильных буровых комплексов, которые являются объектом исследования в данной выпускной квалификационной работе.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: буровое и вспомогательное оборудование мобильных буровых комплексов, особенности его применения и надежность, оснастка талевой системы, максимальная рабочая нагрузка установки, нагрузка на крюк талевой системы, тяговое усилие на барабан лебедки.

Область применения: весь комплекс поисково-разведочного и эксплуатационного бурения

1. Общая геологическая часть.

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
1	2
Месторождение (площадь)	Казанское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-3,0 +37 -55
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,6
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западные, северные
Наибольшая скорость ветра, м/с:	20÷25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП – до куста, разводка внутри куста 220-380 В Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПKN-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	г. Томск (600 км) п. Мыльджино (280 км) п. Каргасок (120 км) г. Кедровый (60 км.)

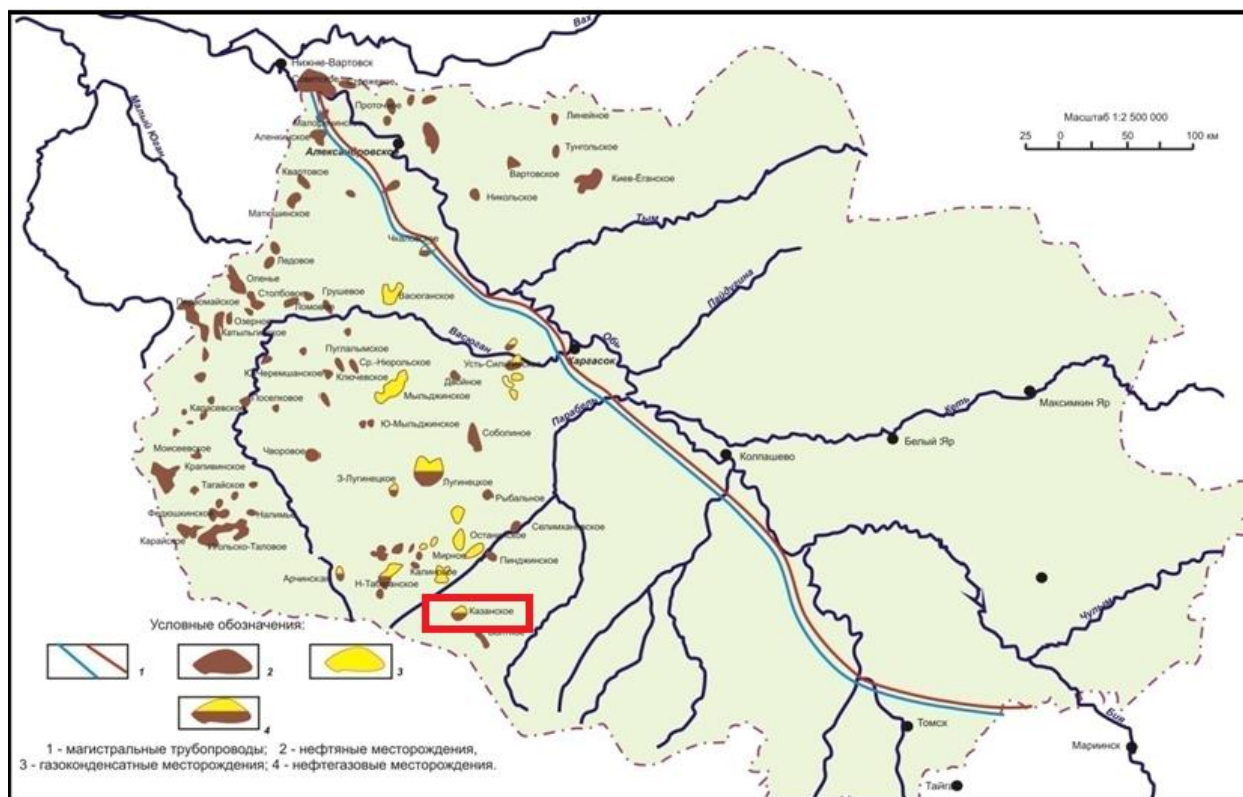


Рисунок 1– Местоположение Казанского месторождения на карте Томской области.

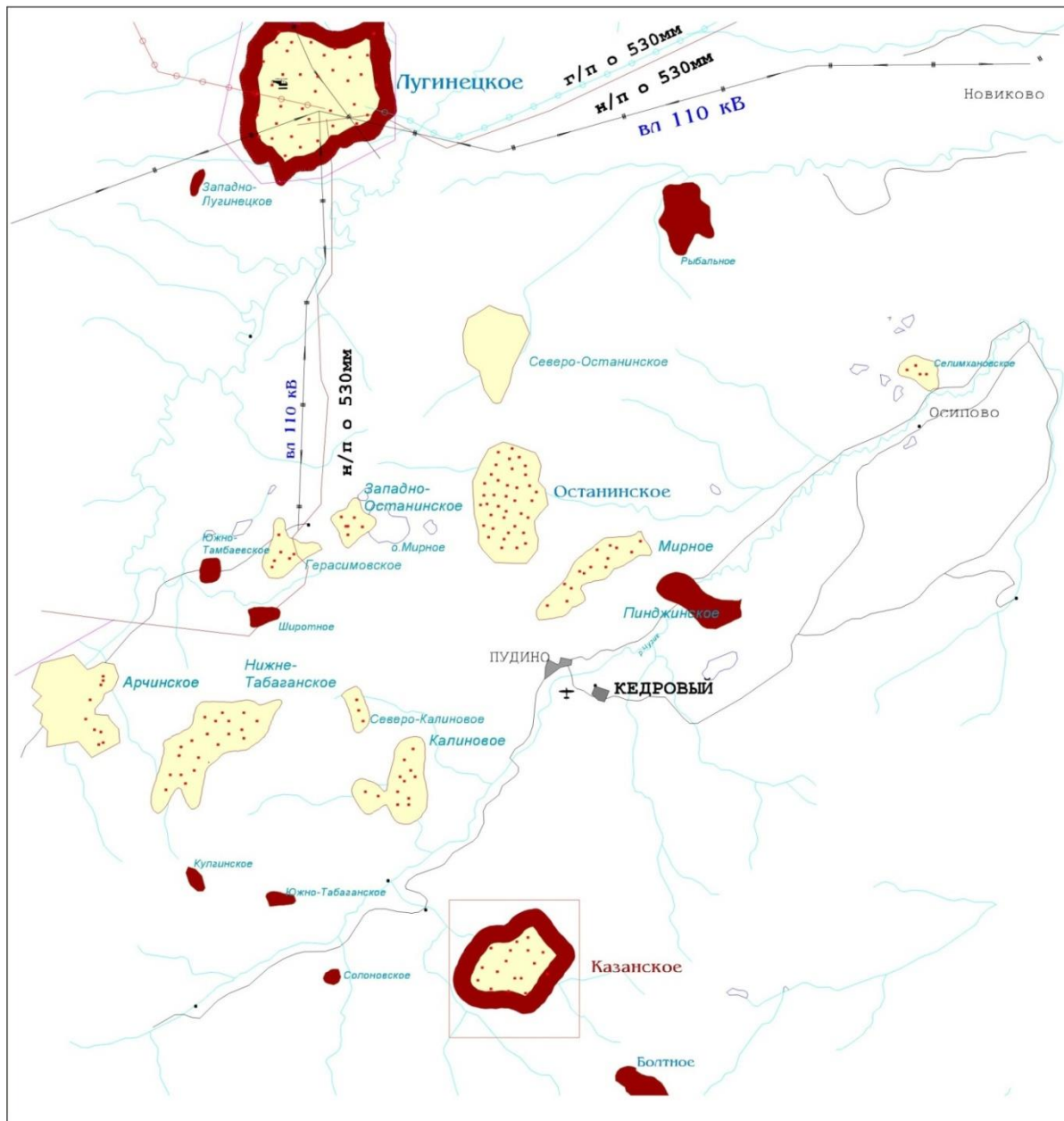


Рисунок 1.1– Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения.

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до					
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
1	2	3	4	град	мин.	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,4
30	125	Некрасовская свита	P ₃	-	-	“-
125	170	Чеганская свита	P ₃ – P ₂	5	0	“-
170	260	Люлинворская свита	P ₂	“-	“-	“-
260	285	Талицкая свита	P ₁	“-	“-	“-
285	365	Ганькинская свита	K ₂ m–d	“-	“-	“-
365	415	Славгородская свита	K ₂ km	“-	“-	“-
415	560	Ипатовская свита	K ₂ k–st	“-	“-	“-
560	575	Кузнецовская свита	K ₂ t	“-	“-	“-
575	1440	Покурская свита	K ₂ – K ₁	“-	“-	“-
1440	2130	Киялинская свита	K ₁	“-	“-	1,3
2130	2215	Тарская свита	K ₁ vl	“-	“-	1,1
2215	2440	Куломзинская свита	K ₁ b–vl	“-	“-	“-
2440	2465	Баженовская свита	J ₃	“-	“-	“-
2465	2470	Георгиевская свита	J ₃ km	“-	“-	“-
2470	2545	Васюганская свита	J ₃ – J ₂	“-	“-	“-

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые, пески и супеси.
P ₃	30	125	Отложения свиты сложены песками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатых и бурых, песчаных, плотных.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
P ₃ – P ₂	125	170	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков, разномерных, слюдистых.
P ₂	170	260	Отложения люлинворской свиты представлены глинами зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоковидными, плотными, жирными на ощупь.
P ₁	260	285	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми и буровато-серыми, часто опоковидными, с редкими маломощными прослоями темно-серого, слабо-цементированного алевролита.
K ₂	285	365	Отложения ганькинской свиты в верхней части сложены мергелями зеленовато-серыми и серыми с прослоями глин, ниже глинами темно-серыми и алевролитами.
-“-	365	415	Отложения славгородской свиты представлены глинами серыми, голубовато-серыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда опоковидными или алевролитистыми, с редкими прослоями уплотненных алевролитов.
-“-	415	560	Ипатовская свита сложена песками и песчаниками светло-серыми, уплотненными, алевролитистыми, слоистыми, алевролитами плотными, глинистыми, плохо отсортированными, глинами темно-серыми, плотными, иногда алевролитито-песчанистыми.
-“-	560	575	Отложения кузнецовской свиты сложены темно-серыми с зеленоватым оттенком глинами, листоватыми и плитчатыми, иногда алевролитистыми и слюдистыми.
K ₂ – K ₁	575	1440	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевролитистые, комковатые, слоистые. Алевролиты темно-серые, иногда глинистые, крепкие, песчанистые. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, слабоцементированные.
K ₁	1440	2130	Отложения киялинской свиты представлены пестроцветными глинами, комковатыми, часто жирными на ощупь, иногда алевролитистыми, алевролитами серыми, плотными, глинистыми, песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, часто глинисто- алевролитистыми.
-“-	2130	2215	Отложения тарской свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слюдистыми, от слабоцементированных, однородных, неслоистых до крепких, известковистых, горизонтально и косослоистых, алевролитами серыми, плотными, крепкими, глинистыми и песчанистыми, слоистыми, аргиллитами темно-серыми, серыми, плотными, крепкими, слюдистыми, слоистыми.

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
K ₁	2215	2440	Отложения куломзинской свиты сложены аргиллитами серыми и темно-серыми, плотными, крепкими, алевритистыми, иногда плитчатыми песчаниками светло-серыми, серыми, плотными, крепкими, известковистыми, алевролитами серыми, слюдистыми, плотными, крепкоцементированными.
J ₃	2440	2465	Баженовская свита сложена темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми.
-“-	2465	2470	Георгиевская свита сложена темно-серыми аргиллитами, плотными доломитизированными.
J ₃ – J ₂	2470	2545	Отложения васюганской свиты представлены песчаниками светло-серыми и буровато-серыми, мелко-среднезернистыми, иногда крупнозернистыми, кварц-полевошпатовыми от слабоцементированных, однородных до крепких, известковистых, с прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, крепкие, слюдистые, песчано-глинистые, слоистые.

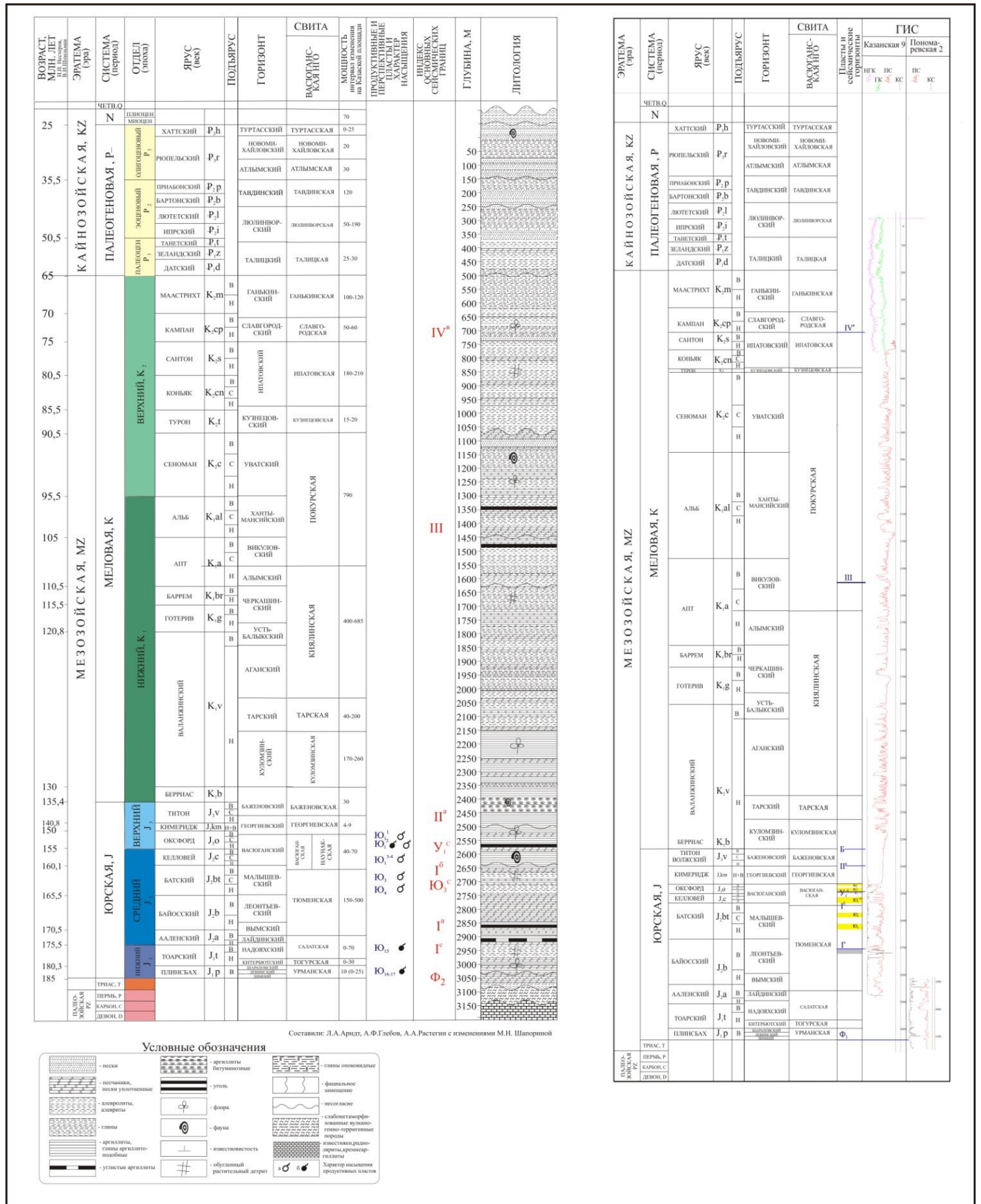


Рисунок 1.3—Сводный литолого-стратиграфический разрез Казанского месторождения.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интер-вал, м		Краткое название гор-ной породы	Плотн ость, г/см ³	Пористо сть, %	Проницаем ость, мДарси (мкм ² *10 ⁻³)	Глинисто сть, %	Карбонатн ость, %	Предел текуче сти, кгс/мм ²	Твердо сть, кгс/мм ²	Кoeffиц иент пластичн ости	Абраз ив-ность	Категория породы по промысло вой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	30	глина суглинок	2,0 2,0	25-30 10	0 0	100 90			100 100		X IV	M
P ₃	30	125	песок глина	2,1 2,4	20 30	1000 0	20 100	0 0		0 100		X IV	-“-
P ₃ – P ₂	125	170	песок глина	2,0 2,3	25 30	1000 0	50 100	0 0		0 100		X IV	-“-
P ₂	170	260	глина	2,3	25	0	100	0		100		IV	-“-
P ₁	260	285	алевролит глина	2,2 2,3	30 25	20 0	10 100	0		100 100		IV X	-“-
K ₂	285	365	мергель глина	2,4 2,3	20 25	0 0	100 100	50 0		100 100		IV IV	-“-
-“-	365	415	глина	2,3	20	0	100	0		100		IV	-“-
-“-	415	560	песчаник глина алевролит	2,1 2,3 2,2	25 20 20	50-300 0 0	20 100 90	3 3 3		100 100 100		X IV X	-“-
-“-	560	575	глина	2,35	20	0	100	3		100		IV	-“-
K ₂ – K ₁	575	1440	песчаник глина алевролит	2,1 2,35 2,3	22 16 20	50-300 0 20	20 100 40	3 3 3		200 150 200		X IV X	C
K ₁	1440	2130	глина песчаник алевролит	2,35 2,2 2,3	16 22 20	0 20-30 10	100 20 20	5-10 10 5-10		250 250 200		IV X IV	-“-

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₁	2130	2215	песчаник	2,2	22	10-30	10-20	10		250		X	-“-
			аргиллит	2,4	16	0	100	10		200		IV	
			алевролит	2,3	20	0-10	30	5-10		250		VI	
-“-	2215	2440	аргиллит	2,4	15	0	100	10		200		IV	T
			песчаник	2,2	20	15-20	20	10		400		IX	
			алевролиты	2,3	10	5	25	10		350			
J ₃	2440	2465	аргиллит	2,45	5	0	100	10		500		IV	-“-
-“-	2465	2470	аргиллит	2,45	5	0	100	10		500		IV	-“-
J ₃ – J ₂	2470	2540	песчаник	2,3	15-23	5-270	0-20	5		1000		X	-“-
			аргиллит	2,45	10	0	100	5		500		IV	
			алевролит	2,45	15	0-10	30	5		800		VI	
			уголь	1,4						400		V	

Примечание: классификация горных пород по буримости принята на основании проведенного ОАО «Томскнефтегазгеология» анализа по ранее пробуренным скважинам, фактического материала (информации о литологическом строении разреза, физико-механических свойств пород, отработки долот и бурголовок)

(Местные нормы времени применяемые при проектировании строительства скважин на нефть и газ. ОАО ТНГГ, 1997г.)

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс Стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Градиент						Темпера- тура в конце интервала, град. °С	Источник получения
	от (верх)	до (низ)	пластового давления		гидроразрыва пород		горного давления			
			величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q–P	0	285	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,220	ПГФ	9	ПГФ
K ₂	285	365	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,220	ПГФ	11	ПГФ
-“-	365	415	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	13	ПГФ
-“-	415	560	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	17	ПГФ
-“-	560	575	0,100	ПГФ	0,150	ПГФ	0,230	ПГФ	17	ПГФ
K ₂ – K ₁	575	1440	0,100	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	44	ПГФ
K ₁	1440	2130	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	64	ПГФ
-“-	2130	2215	0,101	РФЗ	0,151	РФЗ	0,230	ПГФ	66	ПГФ
K ₁	2215	2440	0,102	РФЗ	0,152	РФЗ	0,230	ПГФ	73	ПГФ
J ₃	2440	2465	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	74	ПГФ
-“-	2465	2470	0,102	РФЗ	0,153	РФЗ	0,230	ПГФ	82	ПГФ
J ₃ – J ₂	2470	2540	0,102	РФЗ	0,160	РФЗ	0,235	ПГФ	85	ПГФ

Примечание: в графах 5; 7; 9; 11 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах.

1.3 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Ю ₁ ²	2485	2495	Поров.	600-640	10-100	140-320	–
Газоносность (газоконденсат)							
Ю ₁ ¹	2470	2475	Поров.	680	30-200	–	–
Водоносность							
Q – P	0	285	Поров.		0	–	Да. Минерализ. – 0,003 г/л.
K ₁ – K ₂	285	1440	Поров.	1010-1012	25	–	Нет. Минерализ. – 0,020 г/л.
K ₁	1440	2215	Поров.	1010-1012	10 – 20	–	Нет. Минерализ. – 0,0212 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ – 12,885 г/л, Na ⁺ – 6,552 мг/л
K ₁	2215	2440	Поров.	1014	0 – 10	–	Нет. Минерализ. – 0,021 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ – 12,335 г/л, Na ⁺ – 6,603 г/л
J ₃	2470	2545	Поров.	1021-1034	3 – 40	–	Нет. Минерализ. – 0,045 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ – 26,475 г/л, Na ⁺ – 15,291 г/л

Таблица 7.1 – Нефтегазоносность месторождения.

№ скв.	Интервалы пород-коллекторов				Интервалы перфорации				Дебиты			ГДИС		
	Кровля, м	Подошва, м	А.о. кровли, м	А.о. подошвы, м	Кровля, м	Подошва, м	А.о. кровли, м	А.о. подошвы, м	Q _г т.м ³ /сут	Q _к м ³ /сут	Q _н м ³ /сут	Рпл атм.	Рзаб/Дштг атм./мм	Δ Р атм.
1					2412	2416	2277,2	2281,2	331,4	43			<u>133,0</u> 17	
	2427,4	2428,8	2292,8	2294,2	2424	2432	2289,2	2297,2				242,03		
	2429,6	2430,6	2295	2296	2439	2443	2304,2	2308,2						
	2430,6	2432,4	2296	2297,8	2459	2464	2324,2	2329,2				242,53		
					2466	2474	2331,2	2339,2						
2	2481,2	2483,4	2345,9	2348,1	2475	2488	2339,3	2352,3	слабое		0,08			
	2485	2486	2349,7	2350,7					выдел.					
5	2475,2	2476,8	2354	2355,6	2462	2472	2340,8	2350,8	раств.		3,50	249,4	Нд-1550	
	2476,8	2478,2	2355,6	2357	2472	2480	2350,8	2358,8			4,8		Нд-1550	
7	2482,2	2483,4	2345,4	2346,6	2482	2488	2345	2351	28,4	88,7		252,94	10	
	2484,2	2487,4	2347,4	2350,6										
8	2479,2	2481,8	2352,8	2355,4	2467	2493	2340,8	2366,6	Притока нет				147	
9	2488,4	2493	2360,1	2364,7	2484	2493	2355,7	2364,7	раств.		4,54	253	<u>153</u>	100
													2,5	
10	2512,8	2515,2	2371,3	2373,7									<u>130</u>	
	2516,2	2516,8	2374,7	2375,3	2512	2516	2370,5	2374,5	10,7		104	250	10	
	2516,8	2517,5	2375,3	2376									<u>135</u> 10	
	2518,2	2519,2	2376,7	2377,7	2516	2520	2374,5	2378,5	10,5		104	250		
	2519,2	2521	2377,7	2379,5										
11	2489,9	2490,5	2357,3	2357,9	2489,5	2499,5	2356,9	2366,9	76,4		214	249	<u>162</u>	
	2490,5	2499,1	2357,9	2366,5									12	
12	2494,2	2497	2343,8	2346,6	2487,8	2491,8	2337,4	2341,4			0,24		<u>36,7-43,2</u>	
	2497	2498,7	2346,6	2348,3	2494,0	2500,0	2343,6	2349,6			0,48		<u>5,35</u>	
21	2816,7	2824,4	2373	2380,7	2823	2824	2379,3	2380,3	слабое выдел.		2,2			90,6
					2821	2824	2377,3	2380,3			4,1			110
					2817	2824	2373,3	2380,3			7,6			168

Разрез представлен нефтеносным, газоносным и 5 водоносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2485–2495 м (нефтеносный), поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом. Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 1450 м для эксплуатации водоносного горизонта 285–1440 м.

1.4 Зоны возможных осложнений.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q – K ₂	0	1440	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – K ₂	0	970	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
K ₂ – K ₁	575	1440	Водопроявление	Водопроявление с плотностью флюида 1,001 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора..
J ₂₋₃	2470	2495	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,749 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдение параметров бурового раствора..
Q – K ₁	560	1440	Прихватопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
K ₁	2130	2215	Прихватопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
Q – K _{2t}	0	560	Прихватопасность	Некачественная очистка бурового раствора, высокая водоотдача, ведущая к интенсивному набуханию и выдавливанию в ствол текучих глинистых пород.
P	0	236	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости).

1.5 Исследовательские работы

Таблица 9 – Исследовательские работы

Наименование работ	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине	в интервале, м	
			от	до
2	3	4	5	6
В интервале кондуктора				
<i>В открытом стволе</i>				
1. Инклинометрия с совместной записью ГК	через 10 м (ГК М 1:500)	спуска кондуктора	0	башмак кондуктора
2. Геолого-технические исследования		по всему открытому стволу		
<i>В обсаженном стволе</i>				
1. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)	1:500	спуска кондуктора	0	башмак кондуктора
2. Плотностная цементометрия (ЦМ-8-12)				
3. МЛМ				
В интервале эксплуатационной колонны				
<i>В открытом стволе</i>				
1. Стандартный каротаж зондами А2.0М0.5Н N6.0М0.5Н, кавернометрия, резистивиметрия	1:200	спуска эксплуатационной колонны	башмак кондуктора	
Инклинометрия с записью ГК	через 10 м (ГК М 1:500)			
2. БКЗ зондами А0.4М0.Ш, А1.0М0.Ш, А4.0М0.5Н А8.0М0.5Н А0.5М2Ш, Боковой каротаж (БК), Индукционный каротаж (ИК), Акустический каротаж (АКВ), ВИКИЗ	1:200		кровля алымской свиты	
3. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ)	1:200		0	
4. Газовый каротаж			Башмак кондуктора-забой	
5. Геолого-технические исследования		Башмак кондуктора-забой		
<i>В обсаженном стволе</i>				
1. Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, МЛМ)	1:200	спуска эксплуатационной колонны	0	забой
2. Акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД)				
3. Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ)				
4. Инклинометрия с записью ГК	через 10 м (ГК М 1:500)			
5. Термометрия (ОГГ)	1:200			
6. ГК, МЛМ-привязка зоны перфорации	1:200			

2. Технологическая часть.

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Таблица 10 – Данные по запроектированному профилю скважины.

Тип профиля	четырёхинтервальный									
Исходные данные для расчета										
Глубина скважины по вертикали, м	2540			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,15		
Глубина вертикального участка скважины, м	600			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град				-		
Отход скважины, м	757			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-		
Длина вертикального участка интервала бурения по пласту, м	10			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град				20		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				-		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				0		
№ интервала	Глубина по вертикали			Отход		Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	На интерв.	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	600	600	0	0	0	0	0	0	600
2	600	786	186	76	76	0	20	4	4	790
3	786	2278	1492	564	640	20	20	201	205	2483
4	2278	2540	262	117	41	20	0	6	211	2751
Итого	Σ		2540	Σ	757	-	-	Σ		2751

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

Согласно геологическим данным, тип коллектора – поровый.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным (имеет место переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов, угля).

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках:

$$k_1 = 0,005-0,270 \text{ мкм}^2; k_2 = 0 \text{ мкм}^2; k_3 = 0-0,010 \text{ мкм}^2.$$

Средняя проницаемость – $k_3 = 0,15 \text{ мкм}^2$. Таким образом, коллектор является высокопроницаемым, неоднородным по проницаемости.

2.3. Продуктивный пласт является неоднородным по типу флюида, т. к. существуют близко расположенные к продуктивному пласту водонапорные горизонты.

2.4. Согласно геологическим данным, $\Delta P_{пл} = 0,102 \text{ МПа}/10 \text{ м}$ (нормальное пластовое давление), следовательно, продуктивный пласт по величине градиента пластового давления однородный.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{сж} \geq \sigma_{сж}^{расч}, \quad (2.1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа; $\sigma_{сж}^{расч}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$30 < 718,89 \text{ МПа}.$$

Условие (1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot [K \cdot (P_{гор} - P_{пл}) + (P_{пл} - P_3)], \quad (2.2)$$

$$\sigma_{сж}^{расч} = 2 \cdot [0,333 \cdot (585,35 - 254,49) + (254,49 - 5,22)] = 718,89 \text{ МПа}$$

где K – коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K = \mu / (1 - \mu), \quad (2.3)$$

$$K = 0,25 / (1 - 0,25) = 0,333$$

где μ – коэффициент Пуассона (таблица 11);

Горное давление $P_{гор}$ в подошве продуктивного пласта рассчитывается по формуле:

$$P_{гор} = grad_i P_{гор} \cdot h_i \quad (2.4)$$

$$P_{гор} = 0,23 \cdot 2495 = 585,35 \text{ МПа}$$

где $grad_i P_{гор}$ – градиент горного давления на i -ом интервале, МПа/м;

h_i – величина i -го интервала, м.

Таблица 11 – Коэффициенты Пуассона различных горных пород

Породы	Глины пластичны е	Глины плотные	Глинистые сланцы	Известняки	Песчаники	Песчаные сланцы
Коэффициент Пуассона μ	0,41	0,30	0,25	0,31	0,30	0,25

Пластовое давление $P_{пл}$ в подошве продуктивного пласта

рассчитывается по формуле:

$$P_{пл} = grad P_{пл}^i \cdot h_i, \quad (2.5)$$

$$P_{пл} = 0,102 \cdot 2495 = 254,49 \text{ МПа}$$

где $grad P_{пл}^i$ – градиент пластового давления на i -ом интервале,

МПа/м; h_i – величина i -го интервала, м.

Минимальное забойное давление P_z для нефтяных скважин рассчитывается по формуле:

$$P_z = \rho_n \cdot g \cdot (H_{под} - h_d), \quad (2.6)$$

$$P_z = 640 \cdot 9,81 \cdot (2495 - 1663) = 5,22 \text{ МПа}$$

где ρ_n – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²; $H_{под}$ – глубина подошвы продуктивного пласта, м; h_d – динамический уровень в скважине в конце эксплуатации, м.

Если значение динамического уровня в скважине в конце эксплуатации в исходных геологических данных («Нефтеносность по разрезу скважины») не приводится, то его значение необходимо рассчитать по формуле:

$$h_0 = (2 \cdot H_{\text{скв}}) / 3, \quad (2.7)$$

$$h_0 = (2 \cdot 2495) / 3 = 1663 \text{ м.}$$

где $H_{\text{скв}}$ – глубина скважины.

Для данного типа коллектора принимается конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

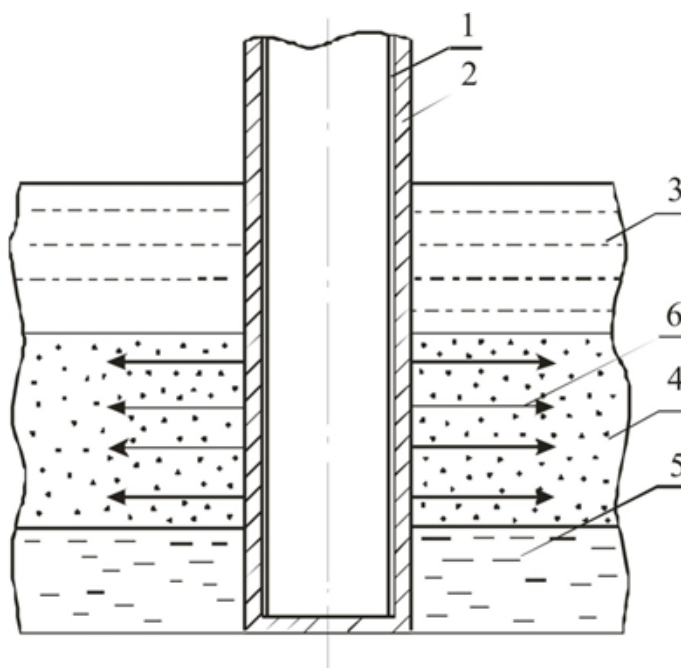


Схема конструкции эксплуатационного забоя:

- 1 - обсадная колонна; 2 - цементный камень;
- 3 - вешележащая горная порода; 4 - нефтяной пласт;
- 5 - водяной пласт; 6-перфорационные отверстия

Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений – изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе

интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

На рисунке 3 представлен пример совмещенного графика давлений, который строится в следующем порядке:

1. На совмещенный график давлений в соответствии с данными, представленными в таблице 6 «Давление и температура по разрезу скважины», наносятся точки градиентов пластового давления $gradP_{пл}$ и давления гидроразрыва $gradP_{зр}$, строятся кривые градиентов давлений.

2. Рассчитываются значения градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления, который рассчитывается по следующей формуле:

$$gradP_{бр} = (1 + k) \cdot gradP_{пл}, \quad (2.8)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

Максимальное значение плотности бурового раствора для интервалов с разными значениями давлений гидроразрыва рассчитывается, как 0,9 от $gradP_{зр}$.

3. На график накладывается область граничных значений промывочной жидкости и выделяется штриховкой.

4. Проводится анализ совмещенного графика давления. Как видно на рисунке 3, для бурения представленной скважины до проектной глубины с соблюдением условия совместимости нет необходимости включить в предварительный вариант конструкции скважины кроме направления и кондуктора, промежуточные колонны.

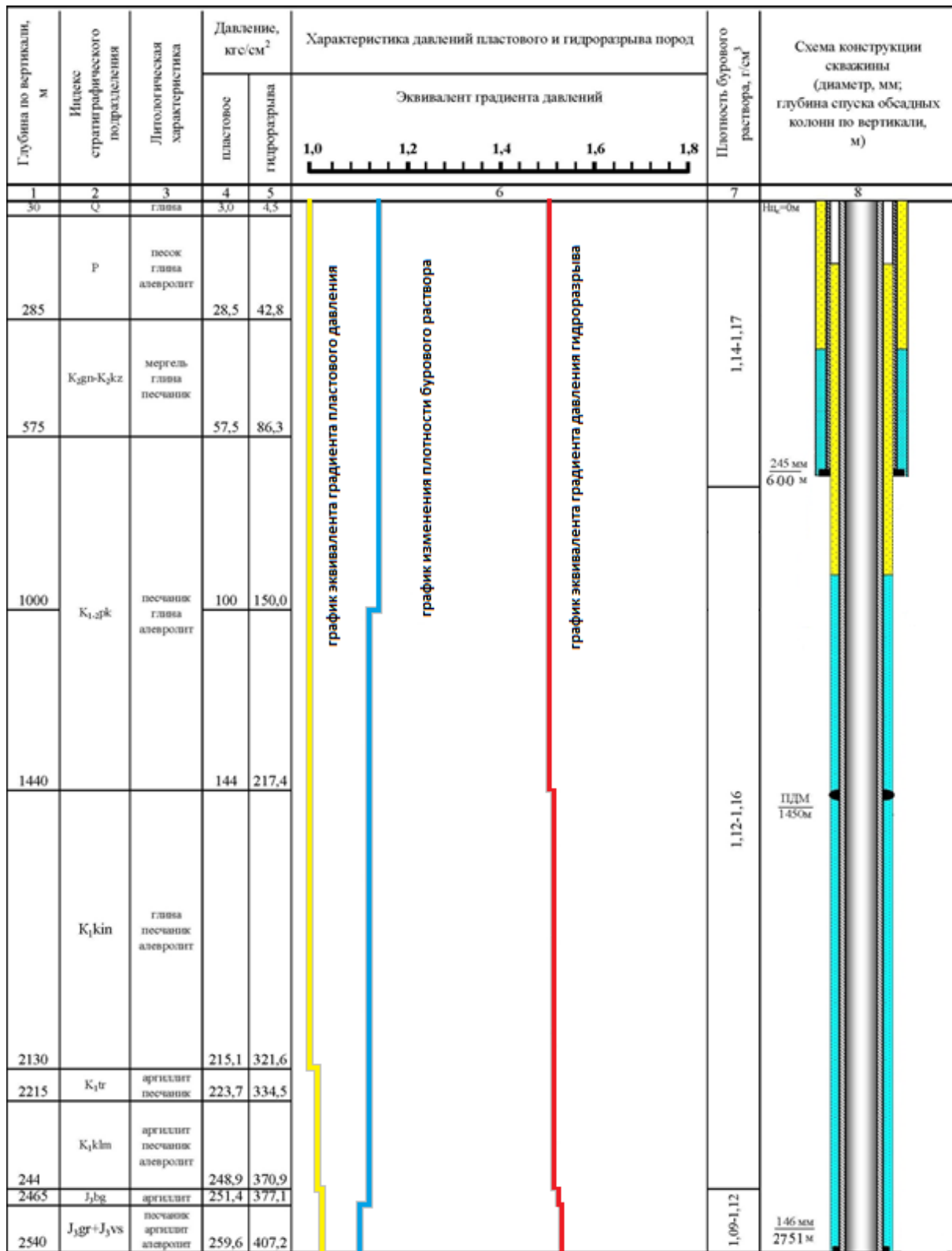


Рисунок 3 – Совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Кондуктор.

Крепление ствола скважины кондуктором диаметром 245 мм производится с целью перекрытия интервалов залегания неустойчивых пород, склонных к осыпям и обвалами, обеспечения надежного перекрытия верхних водоносных горизонтов хозяйственно-питьевого назначения. С целью предупреждения возможных ГНВП при дальнейшем углублении скважины на кондуктор устанавливается ПВО.

2. Расчет глубины спуска кондуктора

Расчет минимально необходимой глубины спуска кондуктора из условия предотвращения гидроразрыва пород при закрытии устья в случае возможного открытого фонтанирования горизонта Ю₁ при полном замещении скважинной жидкости флюидом (газом) производим по формуле.

Для упрочнения пристенной зоны скважины (повышения градиента давления гидроразрыва проходимых пород) проектом предусматривается использование в КНБК вихревого устройства для очистки и кольматации стенки скважины (УОК-295,3 при бурении под кондуктор и УОК-215,9 при бурении под эксплуатационную колонну).

Исходя из недопущения гидроразрыва пород под башмаком кондуктора при газонефтеводопроявлении, глубину спуска кондуктора H_K определяем по формуле:

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{\phi}}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}} \quad (1)$$

где $P_{пл}$ - пластовое давление, МПа (25,9 МПа);

L - глубина скважины, м (2540 м);

γ_{ϕ} - плотность пластового флюида, г/см³, (0,770 г/см³);

$\Delta P_{гр}$ - градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки

последующей колонны, МПа/м (0,02).

$$H_k > (25,9 - 0,01 * 2540 * 0,770) / (0,02 - 0,01 * 0,770) = (25,9 - 19,74) / (0,02 - 0,0077) = 6,16 / 0,0123 = 525,8 \text{ м.}$$

Для того что бы обеспечить надежность, необходимо умножить еще на коэффициент запаса 1,05. В результате чего мы получим окончательную глубину спуска кондуктора. $H_k = 525,8 * 1,05 = 552 \text{ м}$

Так как в интервале 0-560 м ожидаются: интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихваты. Исходя из опыта бурения разведочных скважин на Казанском месторождении и проведенных расчетов глубину спуска кондуктора проектируем на глубину 600 м. по вертикали с установкой башмака в глины покурской свиты.

3. Эксплуатационная колонна

Эксплуатационная колонна диаметром 146,1 мм спускается на глубину 2540 м по вертикали (2751 м. по стволу) и цементируется в две ступени с применением пакера двухступенчатого и манжетного цементирования для предотвращения гидроразрыва пород в процессе цементирования и обеспечения необходимой высоты подъема тампонажной смеси. Первая - с применением расширяющихся тампонажных материалов в интервале продуктивных пластов, вторая - с применением цемента нормальной плотности и облегченного цемента. Для снижения негативного влияния давления столба тампонажного раствора на продуктивный пласт пакер устанавливается с максимальным приближением к нему, при этом установка пакера целесообразна в плотных породах разреза скважины.

Таблица 13 – Число обсадных колонн и глубины их спуска

Название колонны	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм.	Диаметр колонны, мм.	Интервал спуска, м	
			по вертикали	по стволу
1. Кондуктор	295,3	244,5	0 – 600	0 – 600
2. Эксплуатационная	215,9	146	0 – 2540	0 – 2751

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление, кондуктор, потайные колонны цементируются на всю длину.

2. Промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых.

3. При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн. В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства.

Таблица 14 – Интервалы цементирования обсадных колонн

Название колонны	Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм.	Диаметр колонны, мм.	Интервал цементирования, м	
			по вертикали	по стволу
1. Кондуктор	295,3	244,5	0 – 600	0 – 600
2. Эксплуатационная	215,9	146	100 – 2540	100 – 2751

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны $D_{экн}$, который принимается в зависимости от ожидаемого притока, планируемого диаметра керна и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в таблице 15.

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом залежи ($100 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти) – 146,1 мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{\text{эк д расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (2.10)$$

$D_{\text{эк д расч}} \geq 166 + 20$, выбираем долото диаметром – 215,9 мм.

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы [5], мм; Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм (таблица 16).

Таблица 15 – Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м ³ /сут	Ориентировочный диаметр, мм
1	2	3	4
<40	114,3	<75	114,3
40–100	127,0; 139,7	75–250	114,3–146,1
100–150	139,7; 146,1	250–500	146,1–177,8
150–300	168,3; 177,8	500–1000	168,3–219,1
>300	177,8; 193,7	1000–5000	219,1–273,1

Далее выбирается ближайший диаметр долота $D_{\text{эк д}}$ в сторону увеличения рассчитанного значения. Рекомендуемые диаметры шарошечных долот (рекомендуются при бурении под направление) и долот PDC (рекомендуются для бурения под последующие колонны) представлены в таблице 17. Величины диаметров долот иностранного производства представлены в соответствующих каталогах на сайтах производителей.

Таблица 16 – Минимальная допустимая разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны

Условный диаметр обсадных труб, мм	Разность диаметров, мм
1	2
114,127	15
140,146	20
168, 178, 194, 219, 245,	25
273, 299	35
324, 340, 351, 377, 426	39–45

Таблица 17 – Рекомендуемые значения диаметров долот

Тип долота	Диаметры, мм
1	2
Шарошечное долото	139,7; 158,7; 161; 190,5; 200; 215,9; 222,3; 250,8; 269,9; 295,3; 311,1; 349,2; 393,7; 444,5
Долото PDC	139,7; 152,4; 165,1; 188,9; 190,5; 214,3; 215,9; 220,7; 243; 269,9; 295,3; 311,2; 393,7

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к\text{ вн}}$ определяется по формуле:

$$D_{к\text{ вн}} = D_{эк\text{ д}} + (10 \div 14), \quad (2.11)$$

$$D_{к\text{ вн}} = 215,9 + 10 = 225,9 \text{ мм.}$$

где $D_{эк\text{ д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм; $(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора $D_{к\text{ нар}}$ производится по результатам расчёта из [5]

Выбираем диаметр кондуктора 245 мм.

Расчетный диаметр долота $D_{к\text{ д расч}}$ для бурения под кондуктор рассчитывается по формуле (2.10.):

$$D_{к\text{ д расч}} \geq 245 + 25, \text{ выбираем долото диаметром – } 295,3 \text{ мм.}$$

На основании выполненных расчетов необходимо изобразить схему конструкции скважины (пример схемы конструкции скважины представлен в сводной таблице 18.

Таблица 18 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по вертикали, м		Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по вертикали, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до	от	до	от	до		
Кондуктор	0	600	0	600	0	600	0	1018	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0	2540	0	2751	100	2540	100	2751	146,1	215,9

Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

Величина максимального устьевого давления составляет 18,0 МПа (по промысловым данным).

Основные параметры ОП и его составных частей соответствуют требованиям ГОСТ 13862-90.

При выборе конкретной ОП, устанавливаемого на кондуктор либо техническую колонну, условный диаметр определяется с учетом прохода долота для бурения последующей колонны.

В соответствии с указанным выше ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

- схемы 1 и 2 – с механическим (ручным) приводом превенторов;
- схемы 3–10 – с гидравлическим приводом превенторов.

Пятую схему применяют при вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Эта схема, в соответствии с геологическими условиями, является основной при бурении скважин на территории Западной Сибири.

Следовательно, принимаем пятую схему обвязки ОП

- ПВО ОП5 – 180/80х35 (180 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.
- колонная головка – ОКК1–21–146х245 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м		Обсадная колонна	Способ бурения
по вертикали	по стволу		
0-40	0-40	Кондуктор	Роторный
40-600	40-600	Кондуктор	С применением ГЗД (турбобур)
600-2540	600-2751	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД(турбобур)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на всех интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии ООО «НПП «Буринтех». Характеристики выбранных долот представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал по стволу, м.		0-1018	1018-2258	2258-2590
Шифр долота		БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 В 516 У	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		PDC		
Диаметр долота, мм		295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М, МС	С	СЗ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-117	3-117
	API	6 ⁵ / ₈ Reg	4 ¹ / ₂ Reg	4 ¹ / ₂ Reg
Длина, мм.		390	385	385
Масса, кг		68	35	35
G, т	Рекомендуемая	2-10	2-10	2-10
	Предельная	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-440	60-400	60-400
	Предельная	440	400	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения 0 – 40 м. под кондуктор проектируется осевая нагрузка равная 5 тоннам, которая близка к предельной нагрузке на запроектированное долото. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета.

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-600	600-2258	2258-2751
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	1900	2350
$D_{д}, \text{см}$	29,53	21,59	21,59
k_T	29	29	29
$D_c, \text{мм}$	19	16	13
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,4	0,5
$G_{пред}, \text{кН}$	98	98	98
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	16,5	26,4	26,6
$G_2, \text{кН}$	59,1	86,4	108
$G_3, \text{кН}$	78,4	78,4	78,4
$G_{проект}, \text{кН}$	60,0	75,0	75,0

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения вертикального участка 0–40 м. проектируется скорость вращения 65-80 об./мин., а под эксплуатационную колонну (600-2540м.) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с

включениями из твердых пород и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-600	600-2278	2278-2751
Исходные данные				
V _л , м/с		2	1,5	1
D _д	м	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	295,3	215,9	215,9
d _ш , мм.		191,9	140,3	140,3
T ₀ , час.		27,6	20,2	20,2
τ, мс		3,5	4	4,4
z		24	22	22
α		0,8	0,6	0,4
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		129	156	132
n ₂ , об/мин		464	443	403
n ₃ , об/мин		493	388	421
n _{проект} , об/мин		140	110	85

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0-600 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается турбобур ЗТСШ1-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-195, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

В таблице 23 приведены результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 23 - Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-600	600-2751
Исходные данные				
D _д	м	Не требуется	0,2953	0,2159
	мм		295,3	215,9
G _{ос} , кН			75	75
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	240	195
M _р , Н*м			298	258
M _о , Н*м			148	108
M _{уд} , Н*м/кН			2	2

В таблице 24 приведены технические характеристик запроктированных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 24 – Технические характеристики запроктированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м
ТО-240	40-600	240	10,2	2506	45	420	1,9
ЗТСШ1-240	600-790	240	24,5	5975	32	440	2,7
ЗТСШ1-195	790-2483	195	6,8	4790	30	380	1,5
Д2-195	2483-2751	195	6,2	1,03	32	100	8,6

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение

работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 25 и 26.

Таблица 25 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-600	600-2751
Исходные данные		
D_d , м	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65
K_k	1,4	1,3
$V_{кр}$, м/с	1,50	0,50
V_m , м/с	0,0050	0,0050
$d_{бг}$, м	0,147	0,147
$d_{мах}$, м	0,240	0,195
$d_{нмах}$, м	0,0111	0,0056
n	5	6
$V_{кпмин}$, м/с	1,5	1,5
$V_{кпмах}$, м/с	0,5	0,5
$\rho_{см} - \rho_p$, Н/м ³	200,00	200,00
ρ_p , Н/м ³	11466,00	10976,00
$\rho_{п}$, Н/м ³	24000	24000
Результаты проектирования		
Q_1 , м ³ /с	0,044	0,024
Q_2 , м ³ /с	0,046	0,027
Q_3 , м ³ /с	0,076	0,054
Q_4 , м ³ /с	0,039	0,015
Q_5 , м ³ /с	0,033	0,025
Q_6 , м ³ /с	0,032	0,028
Дополнительные проверочные расчеты		
$Q_{табл}$, м ³ /с	0,032	0,03
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1170	1120
M , Н*м	298	258
$M_{табл}$, Н*м	2700	1500
m	2	1
n	0,9	0,9
Q_n , м ³ /с	0,0268	0,0306
$Q_{пров1}$, м ³ /с	0,010	0,012
$Q_{пров2}$, л/с	0,048	0,028

Таблица 26 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-600	600-2751
1	2	3
Исходные данные		
Q ₁ , л/с	0,044	0,024
Q ₂ , л/с	0,046	0,027

Продолжение таблицы 26

1	2	3
Q ₃ , л/с	0,076	0,054
Q ₄ , л/с	0,039	0,015
Q ₅ , л/с	0,033	0,025
Q ₆ , л/с	0,032	0,028
Области допустимого расхода бурового раствора		
ΔQ, л/с	>0,032-0,046	>0,03-0,027
	<0,076	<0,054
Запроектированные значения расхода бурового раствора		
Q, л/с	0,048	0,028
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)		
Q _{тн} , л/с	0,032	0,03
ρ ₁ , кг/м ³	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1170	1120
M _{тм} , Н*м	2991	2009
M _{тб} , Н*м	3499	2250

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ).

В общем случае КНБК включает в себя долото, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, маховики, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений.

Последовательно расположенные секции БТ одного наружного диаметра - ступень КБТ.

Бурильная колонна предназначена в общем случае для:

1. Передачи вращения от ротора к долоту.

2. Восприятия реактивного момента забойного двигателя.
3. Подвода промывочной жидкости к забойному двигателю, долоту, забою скважины.
4. Создания осевой нагрузки на долото.
6. Подъема и спуска долота и забойного двигателя.
6. Проведения вспомогательных работ.

Исходя из назначения, требования к бурильной колонне сводятся к следующим:

1. Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки.
2. Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причем с минимальными гидравлическими потерями.
3. Минимальные затраты времени при спуско-подъемных операциях, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

В процессе бурения на бурильную колонну действуют различные силы и моменты. К ним в общем случае относятся:

- растягивающие силы от собственного веса;
- растягивающие гидравлические нагрузки за счет перепада давления в забойном двигателе и долоте;
- силы внутреннего и наружного давления промывочной жидкости;
- силы взаимодействия колонны со стенками скважины (силы трения)
- силы инерции как самой колонны, так и промывочной жидкости;
- изгибающие моменты на участках естественного и искусственного искривления ствола скважины;
- осевая сжимающая сила в нижней части колонны;
- крутящий момент при вращении колонны;
- изгибающей момент за счет потери колонной прямолинейной

формы;

- динамические составляющие продольных и поперечных сил, изгибающего и крутящего моментов за счет различного рода колебаний колонны.

Совместное действие всех этих сил и моментов приводит к тому, что бурильная колонна находится в условиях весьма сложного напряженного состояния.

В связи с тем, что при проектировании и расчетах бурильной колонны практически невозможно учесть все нагрузки, а некоторые из них не поддаются точному определению, поэтому рассматриваются только основные, наиболее существенные и опасные. К их числу относятся растягивающие силы, крутящий и изгибающие моменты, наружное и внутреннее избыточные давления промывочной жидкости [21].

Максимальная растягивающая нагрузка в колонне имеет место в верхней части, а сжимающая - в нижней. Максимальный крутящий момент приложен к колонне в верхней части при роторном способа бурения, и в нижней - при бурении с забойными двигателями. Максимальный изгибающий момент за счет потери колонны прямолинейной формы приложен в нижней части.

Однако в связи с тем, что колонна составлена из бурильных труб разного диаметра с разной толщиной стенки, напряжения, возникающие в них, даже при нагрузках меньших, чем максимальные, могут превысить допустимые. Поэтому необходимо проводить расчеты напряжений для опасных сечений и сравнивать их с допустимыми для материала используемых бурильных труб.

При проектировании компоновки бурильной колонны пользуются следующими типоразмерами труб: так как бурение ведется долотом с диаметром 0,2445 м, то принимается наружный диаметр УБТ первой ступени равный 0,178 м, внутренний диаметр 0,09 м; диаметр УБТ второй ступени, для плавного перехода к колонне бурильных труб, принимается равным 0,146 м с внутренним диаметром 0,068 м. Для первой ступени

компоновки бурильных труб (КБТ) используются трубы ТБПВ, так как они наиболее подходят для бурения турбинным способом и конкретно для наклонно направленных скважин. По табл. 2 [21] выбираются трубы ТБПВ с наружным диаметром 0,127 м, толщиной стенки 9,2 мм и группой прочности Л, тип замкового соединения ЗП – 168 – 70. Для уменьшения веса КБТ во второй

ступени применяются легкосплавные бурильные трубы (ЛБТ) с наружным диаметром 0,147 м (см. табл. 2 [21]) с толщиной стенки 11 мм и группой прочности Д16Т, тип замкового соединения ЗЛ – 172.

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса.

Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 27-28.

В таблице 29 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 27 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТС-2	203	24	5150,4
1	УБТС-2	178	72,0	11232
2	УБТС-2	146	8	824
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК	127	1000	26710
2	ЛБТ	147	1525	25925

Таблица 28 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на наружное избыточное давление			
$P_n, \text{кгс/мм}^2$	3,99	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)	
$P_{кр}, \text{кгс/мм}^2$	9,36	Да	Нет
$P_{кр} / P_n$	2,35		

Продолжение таблицы 28

Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
участок (интервал по стволу 2751-2483м.) представляет собой участок спада с 20-0 град.					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
2 1	1528,8	6	10,98	76,93	94363
	1009,4	8	10,98	76,93	6923
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	2,039	0,0593	12,5	162	127
Ψ^+ / Ψ^-	0,474		Q _р , кгс	147 077	
α	0,9		M _{imax}	3402	
μ	0,3		W, см ³	0,091	
R, м	563		[σ], кгс/мм ²	52,81	
Q _к , кгс	101 286		σ_3 , кгс/мм ²	47,03	
σ_p , кгс/мм ²	43,3				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	Нет
участок (интервал по стволу 2483-790м.) представляет собой наклонный участок (20 град.)					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
2 1	261,8	201	10,98	76,93	93589
	166,6	1360	10,98	76,93	194237
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	0,204	0,1093	12,5	172	147
Ψ^+ / Ψ^-			Q _р , кгс	343 866	
α			M _{imax}	11721	
μ	0,3		W, см ³	0,094	
R, м	382		[σ], кгс/мм ²	327,86	
Q _к , кгс	147 077		σ_3 , кгс/мм ²	85,72	
σ_p , кгс/мм ²	73,2				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	Нет
участок (интервал по стволу 790-600м.) представляет собой участок набора угла с 20-0 град.					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
2	166,6	4	10,98	76,93	15425
	E, кгс/мм ²	I, м ⁴	S, м	D _з , мм	D, мм
	0,204	0,1093	12,5	172	147
Ψ^+ / Ψ^-	2,050		Q _р , кгс	424 750	
α	0,7		M _{imax}	14478	
μ	0,3		W, см ³	0,094	
R, м	382		[σ], кгс/мм ²	327,86	
Q _к , кгс	343 866		σ_3 , кгс/мм ²	105,86	
σ_p , кгс/мм ²	90,4				
Выполняется условие $\sigma_3 > [\sigma]$				Да	Нет
участок (интервал по стволу 600-0м.) представляет собой вертикальный участок					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см ³	$\gamma_{ст}$, гс/см ³	Q _Б , кгс
2	166,6	600	10,98	76,93	5713
Σ					5713

Продолжение таблицы 28

Q _к , кгс	424 750		Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)				
K	1,15						
ΔP, кгс	44,87					Да	Нет
F _к , мм ²	12266						
σ _т , кгс/мм ²	459						
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб							
№секции	q, кгс/м	l, м	γ _{бр} , гс/см ³	γ _{ст} , гс/см ³	Q _б , кгс		
2	166,6	1525	10,98	35,47	175417		
Σ					175417		
Q' _{тк} , кгс	1 180 000	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3337			
Q _{кнбк} , кгс	14 798						
n	1,9						
q _м , кгс/м	166,6						
K _т	1						
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м		17062			
n	1,45						
F _к , мм ²	12266						
σ _т , кгс/мм ²	459						

Таблица 29 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, т	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
1	0	40	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,09	0,4	Бурение вертикального участка под кондуктор
			Калибратор 8К 295,3 МС	0,29	0,9	
			ЦС 295,3 МСТ	0,28	1,1	
			УБТС2-203	8,07	37,6	
Σ				8,73	40	
2	40	600	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,09	0,4	Бурение вертикального участка под кондуктор
			Калибратор 8К 295,3 МС	0,29	0,9	
			ТО-240	2,53	10,6	
			П 171/147 (переводник) ГОСТ 7360-82	0,06	0,5	
			КОБ-195 (обратный клапан)	0,06	0,4	
			ЗТСШ1-240 (1секция)	2,48	10,0	
			ЗИС-4М	0,7	6	
			УБТС2-203	10,3	48	
Σ				16,58	77,2	

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7
2	600	790	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,09	0,4	Бурение под кондуктор на участке набора зенитного угла
			Калибратор 8К 295,3 МС	0,29	0,9	
			магнитный переводник	0,28	1,1	
			ЗТСШ1-240 (1секция)	2,48	10	
			П 171/147 (переводник) ГОСТ 7360-82	0,06	0,5	
			КОБ-195 (обратный клапан)	0,06	0,4	
			ЦС 295,3 МСТ	0,28	1,1	
			УБТС2-203	10,3	48	
Σ				13,84	62,4	
3	790	2483	БИТ 215,9 В 516 У	0,04	0,4	Бурение под эксплуатационную колонну на участке стабилизации зенитного угла
			Калибратор 10КСИ 215,9 СТК	0,06	0,48	
			ЗТСШ1-195 (3 секции)	4,79	25,7	
			КОБ-178 (обратный клапан)	0,06	0,4	
			ЦС 214 МСТ	0,14	1,1	
			УБТС2-178	11,23	72	
			УБТС2-146	0,82	8	
Σ				17,14	108,44	
3	2483	2751	БИТ 215,9 ВТ 613	0,04	0,4	Бурение под эксплуатационную колонну на участке снижения зенитного угла
			Д2-195	1,35	7,68	
			П 171/147 (переводник) ГОСТ 7360-82	0,06	0,5	
			КОБ-195 (обратный клапан)	0,06	0,4	
			УБТС2-178	11,23	72	
			УБТС2-146	0,82	8	
			Σ			

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них – обеспечение быстрого углубления, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми горными породами. Характер и интенсивность этого взаимодействия определяется составом дисперсной среды.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются в первую очередь, учитывая геологические условия.

Исходя из опыта бурения в Западной Сибири, с лучшей стороны показывает себя полимерглинистый раствор. Параметры, необходимые для качественного бурения и вскрытия продуктивных горизонтов, этим раствором выдерживаются. Соотношение цены и качества приемлемо. Для приготовления бурового раствора используются: глина бентонитовая марки ПБМА, техническая вода и необходимый комплексный набор химических реагентов. В качестве химреагентов используют: ; КМЦ марки Габроил HV – высоковязкая полианионная целлюлоза, применяется для снижения фильтрации и увеличения вязкости бурового раствора; Сайпан – относится к классу полиакриламидных реагентов, предназначен для снижения фильтрации пресных растворов с низким содержанием твердой фазы, эффективно стабилизирует вязкость буровых растворов, образует по всей поверхности ствола прочную корку, эффективно уменьшающую фильтрацию раствора; нитрилтриметилфосфоновую кислоту (НТФ) – фосфоновый комплексон, применяется как разжижитель пресных не ингибированных растворов; кальцинированная сода (карбонат натрия), применяется для связывания агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми и хлормagneиевыми водами и цементом, также применяется также как химический диспергатор глин и для регулирования pH бурового раствора; ФК – 2000 состоит из анионных, неионогенных поверхностно-активных веществ и полезных добавок, применяется как профилактическая антиприхватная смазочная добавка; ПКД - 515 – гармоничная сочетающаяся композиция неионогенного ПАВ, азотосодержащей добавки и растворителя, предназначен для снижения негативного влияния

буровых растворов и других технологических жидкостей на проницаемость продуктивных горизонтов.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 1998 года давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0 – 1200 метров на 10 – 15%, но не более 1,5 МПа, на глубине 1200 – 2500 м на 7 – 10%, но не более 2,5 МПа, на глубине 2500 – 2850 м на 7 – 4%, но не более 3,5 МПа (по вертикали). Пластовое давление рассчитывается по формуле:

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление и кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – биополимерный.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 30. В таблице 31 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 30 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		k	$P_{пл}$, МПа	H, м	g, м/с ²	$\rho_{бр}$, кг/м ³	$\rho_{пл}$, кг/м ³	K	d, м
от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	600	1,05	9,8	600	9,81	1170	2204	1,5	0,015
790	2483	1,05	24,8	2278	9,81	1160	2320	1,5	0,008
2483	2751	1,05	25,9	2540	9,81	1120	2330	1,5	0,003

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	1018	1,17	20	40	25	8,1	7-8	2	25	15
1018	2523	1,16	15	30	24	8,2	8-9	2	20	15
2523	2590	1,12	15	30	24	8,4	8-9	2	20	15

Таблица 31 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	600	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, ФК-2000
790	2483	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Камцел (NaКМЦ 80/800), СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000
2483	2751	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок, Сайпан, Габроил HV, НТФ, Сода кальцинированная, Сода каустическая, Камцел (NaКМЦ 80/800), СНПХ-ПКД-0515, ФК-2000

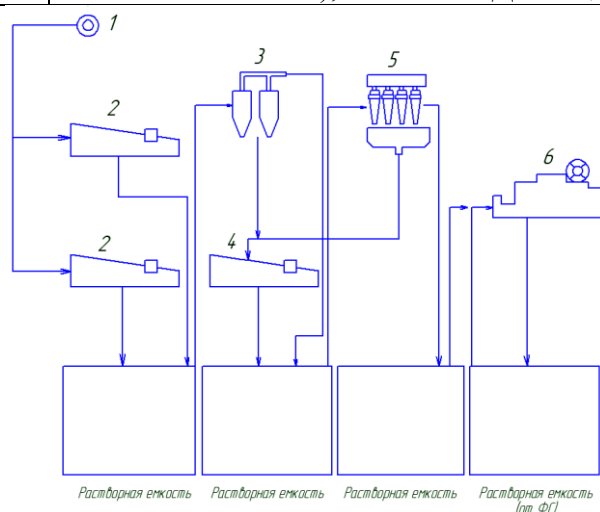


Рисунок 4 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Цель составления гидравлической программы бурения – определение рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку долот, при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими особенностями вскрываемого интервала, энергетическими, техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого инструмента.

Расчет производится по методике, предложенной в [16].

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 32, а в таблице 33 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 32 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
2751	0,2159	1,3	25,9	57,2	24000
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, Н/м ³
0,028	УНБ-600	0,005	0,015	20	10976
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
УБТС2-178	0,178	72		0,08	
УБТС2-146	0,146	8		0,08	
ПК 127-9 Д	0,127	1000		0,109	
АБТ-147	0,147	1525		0,125	
ЗТСШ1-195	0,195	6,8			

Таблица 33 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	ϕ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1450	0,989	0,28067	0,569	4,4	1,6
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	$\Delta P_d, \text{МПа}$
3,6	10	128	0,00034	8,7	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Скп	$\Delta P_{кп}, \text{Мпа}$	$\Delta P_{мк}, \text{Мпа}$
УБТС2-178	24507	254213	140	0,05	-
УБТС2-146	32795	193807	220	0,004	-
ПК 127-9 Д	37873	169845	269	0,391	0,018
АБТ-147	32531	195257	217	0,682	0,02
ЗТСШ1-195	20263	304658	102	0,006	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re т	λ	$\Delta P_r, \text{Мпа}$	
УБТС2-178	18876	326251	0,0276	0,212	
УБТС2-146	18876	326251	0,0276	0,024	
ПК 127-9 Д	26117	239450	0,0258	0,586	
АБТ-147	30253	208800	0,0251	0,438	
ЗТСШ1-195	-	-			

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна в данном проекте не предусматривается.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

Все предусмотренные проектным заданием работы на завершающем этапе бурения объединяют единым термином «заканчивание скважин». Поэтому под заканчиванием скважин понимают комплекс технологических процессов от начала вскрытия продуктивных пластов бурением до окончания их освоения. Этот комплекс включает:

- первичное вскрытие продуктивных работ посредством бурения ствола:
- испытание пластов в период бурения;
- крепление ствола скважины и разобщение пластов обсадными трубами и тампонажными материалами,
- создание фильтра между продуктивными пластами и скважиной,

- вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорацией,
- вызов притока флюида из продуктивных пластов;
- исследование эксплуатационных характеристик продуктивных пластов:

Все эти процессы включают многочисленные операции как систематические применяемые при бурении (СПО, промывка, регулирование свойств растворов и др.), так и специфические (спуск эксплуатационной колонны, сооружение фильтра, приготовление специальных растворов, цементирование колонны).

2.4.1 Расчет обсадных колонн

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На ОК скважины действует давление со стороны кольцевого пространства, называемое P_H (наружное давление) и действует давление внутри колонны P_B (внутреннее давление), разность этих давлений составляет $P_{НИ}$. В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. $P_{НИ} = P_H - P_B$; $P_{НИ} \Rightarrow \max$. Имеются три таких случая.

1 случай: При цементировании в конце продавки ТС и снятом на устье давлении;

Исходные данные к расчету представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	700	глубина скважины по вертикали, м	2540
высота столба буферной жидкости h_1 , м	100	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	600
высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	2000

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

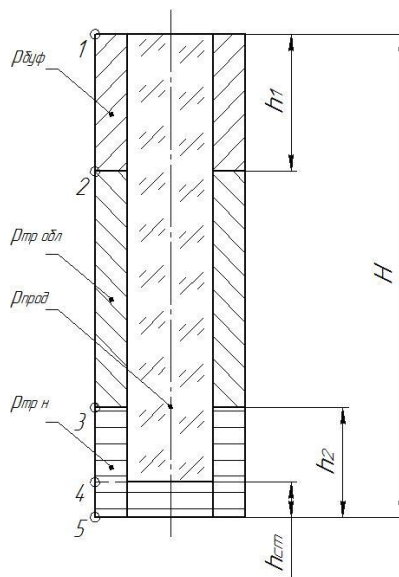


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

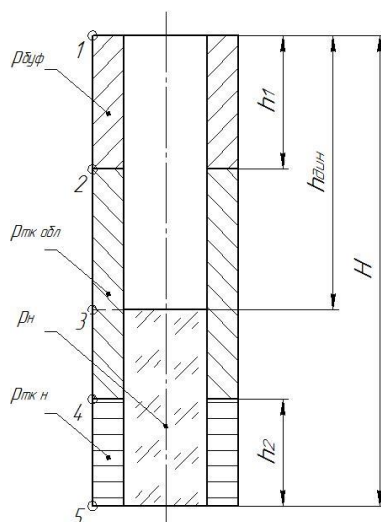


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 35 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 35 – Результаты расчета наружных избыточных давлений

Случай	№ точки	Давление, МПа	Глубина по вертикали, м
		$P_{ни}$	
Цементирование колонны без выхода ТР на устье	1	0	0
	2	0,12	250
	3	6,57	1895
	4	11,77	2485
	5	11,86	2495
Конец эксплуатации	1	0	0
	2	2,57	250
	3	23,80	1895
	4	30,74	2485
	5	30,86	2495

Опираясь на данные таблицы, построена эпюра максимальных наружных избыточных давлений рисунок 7.

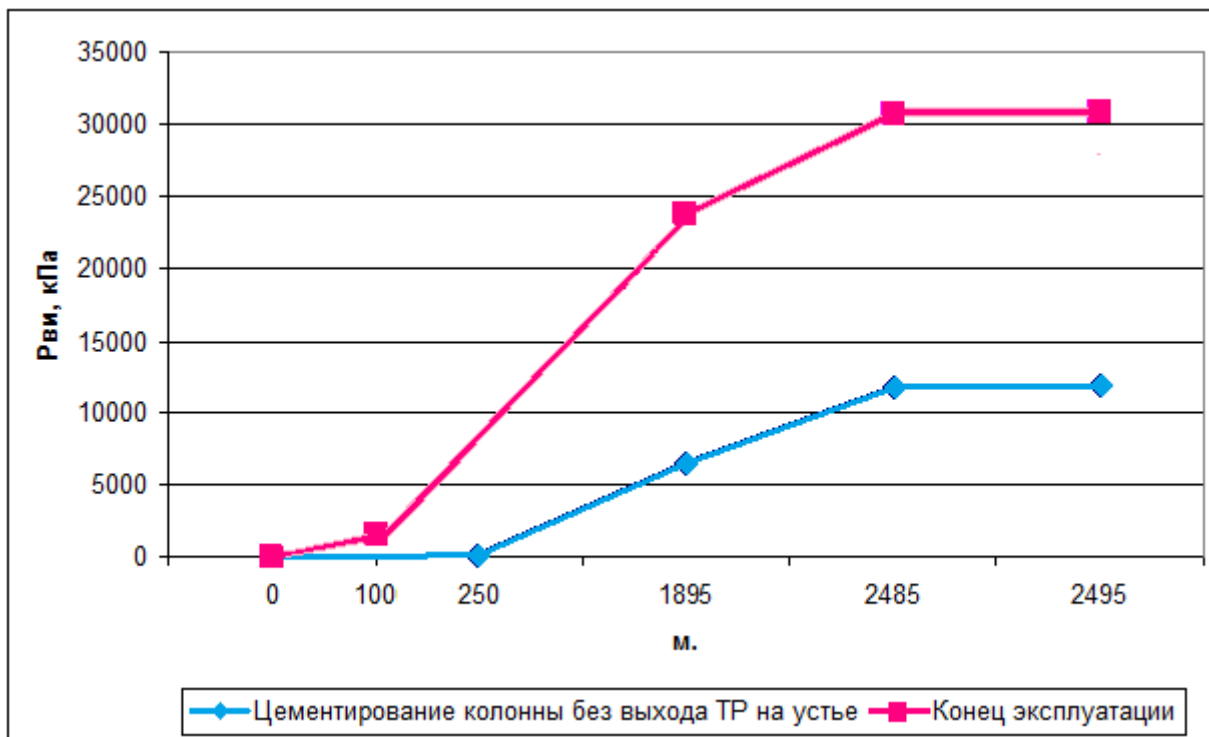


Рисунок 6 – Эпюра максимальных наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для внешних избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. $P_{\text{вн}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}$; $P_{\text{вн}} \Rightarrow \text{max}$. Имеются два таких случая.

1 случай:

Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2 случай:

Опрессовка колонны с целью проверки её герметичности.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Конец продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной

головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Максимальное давление в цементирующей головке $P_{цгс}$ составляет 66,7 МПа.

В таблице 36 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 8,7 МПа.

В таблице 36 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

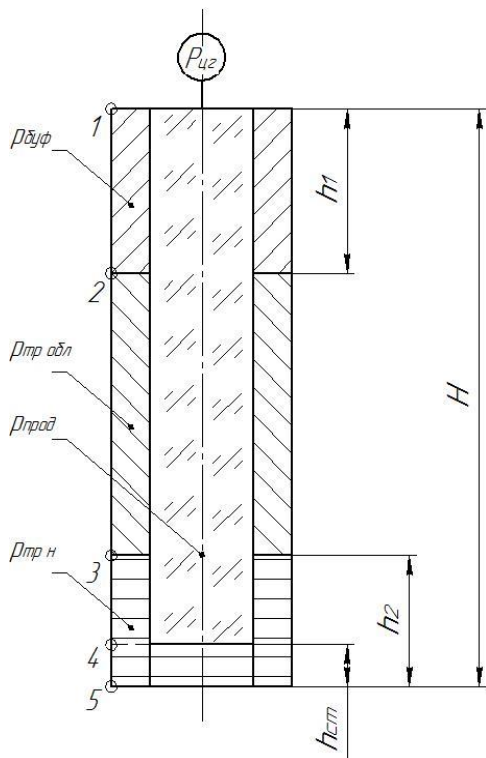


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

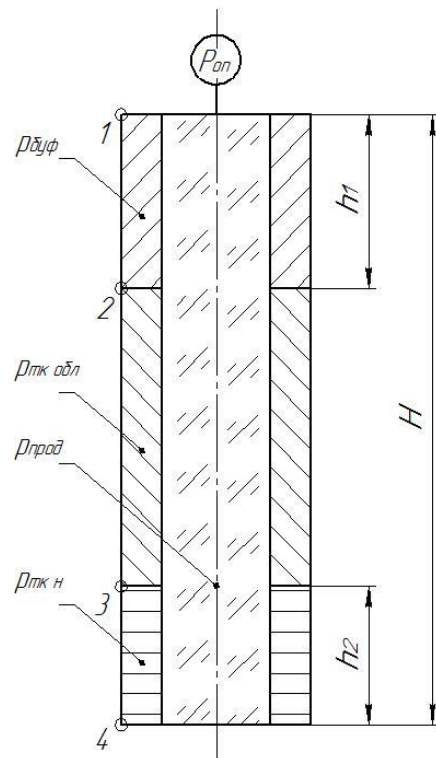


Рисунок 8 – Опрессовка обсадной колонны

Таблица 36 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Случай	№	Давление, МПа	Глубина по вертикали, м
		$P_{ви}$	
Конец продавки тампонажной смеси при цементировании	1	66,7	0
	2	66,6	250
	3	60,2	1895
	4	55,0	2485
	5	54,9	2495
Опрессовка колонны	1	8,9	0
	2	10,5	250
	3	18,7	1895
	4	20,7	2495

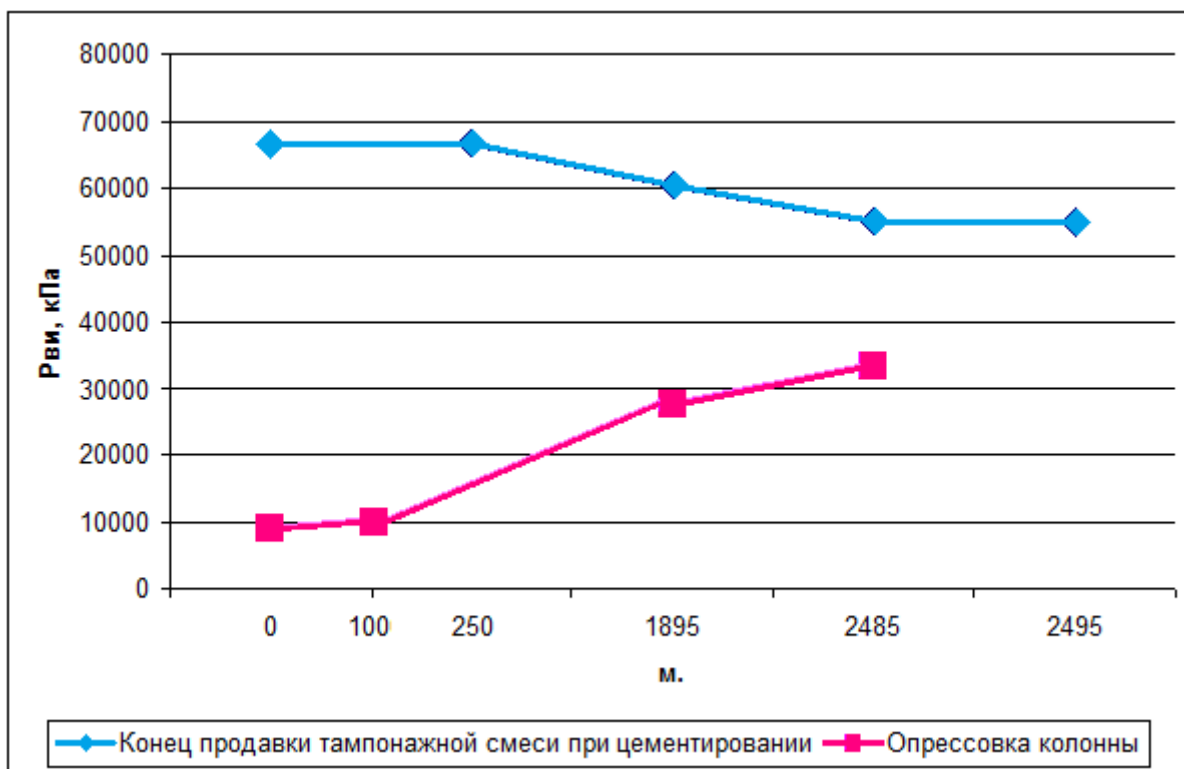


Рисунок 9 – эпюра максимальных наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Диаметр обсадной колонны, мм	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	244,5	Е	8,9	600	54,3	32580	32580	0-600
1	146	Д	8,5	2751	29,8	81978	81978	0-2751

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.12)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{нг}$ – давление начала поглощения, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле:

$$P_{гдкп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзвзс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{квн} - D_{экн})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзвос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{экн})}, \quad (2.13)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,035;

$\rho_{срвзвзс}$ и $\rho_{срвзвос}$ – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м³;

$V_{ос}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{зс}$ – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе (м/с), определяемая из условия равенства расходов бурового раствора при его течении в обсаженной и не обсаженной частях затрубного пространства;

L – длина ствола скважины, м;

$L_{к}$ – длина ствола кондуктора, м;

$D_{экд}$ – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну, м;

$D_{экн}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины;

$D_{квн}$ – внутренний диаметр кондуктора, м.

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гскп}$ определяется по формуле:

$$P_{гскп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (2.14)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{трн}$, $\rho_{тробл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были найдены в п. 3.2.

При выполнении условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование, при невыполнении – прямое двухступенчатое.

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (2.12)$$

36,7 < 39,4 МПа. Условие (2,12) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 38.

Таблица 38 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{тр}=1900, \text{ кг/м}^3$	34,7	47600	37
$\rho_{тробл}=1400 \text{ кг/м}^3$	78,7	99688	78
Сумма	113,4	34548	

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	38,97
Продавочная	35,05

Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.3.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 10 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

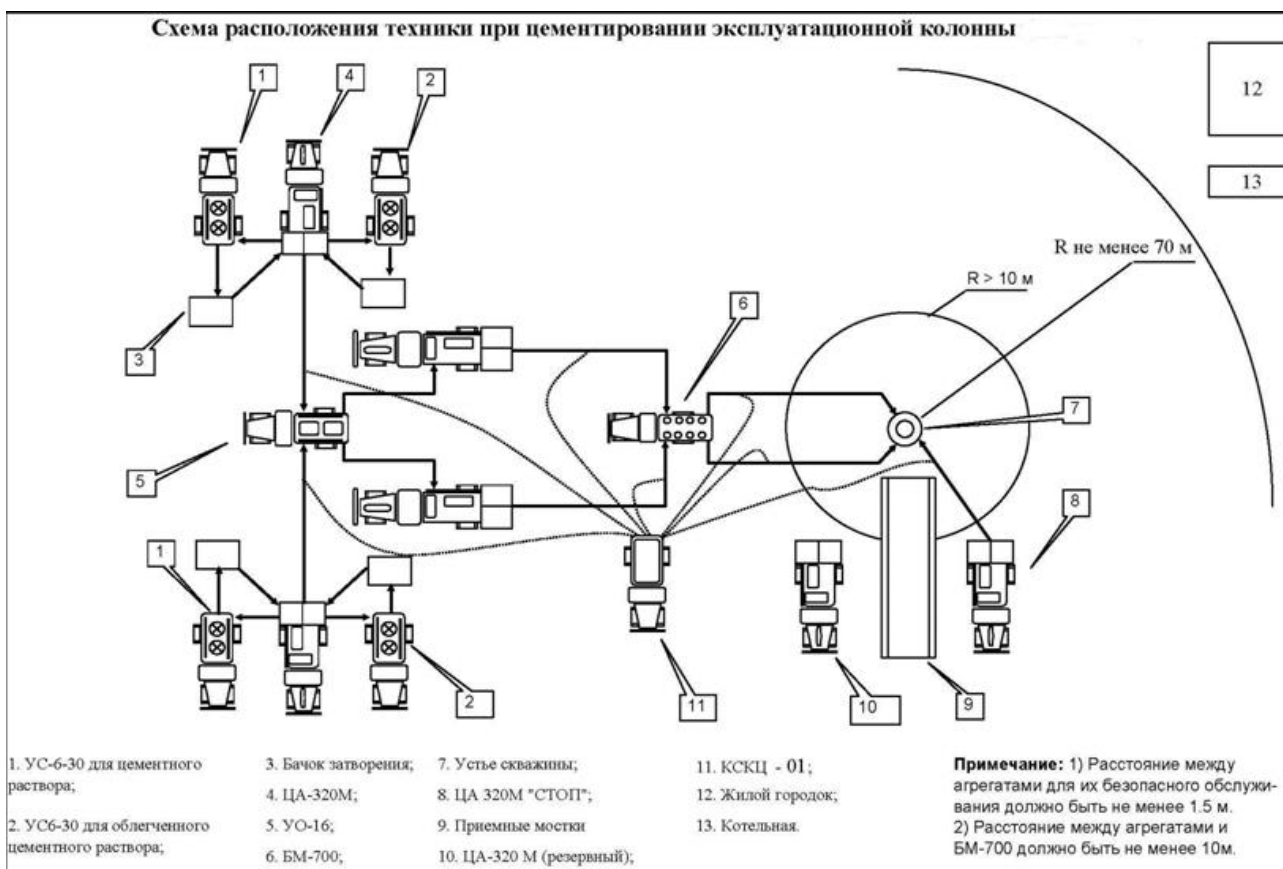


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

2.4.2.3.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементирующей головке представлен на рисунке 11.

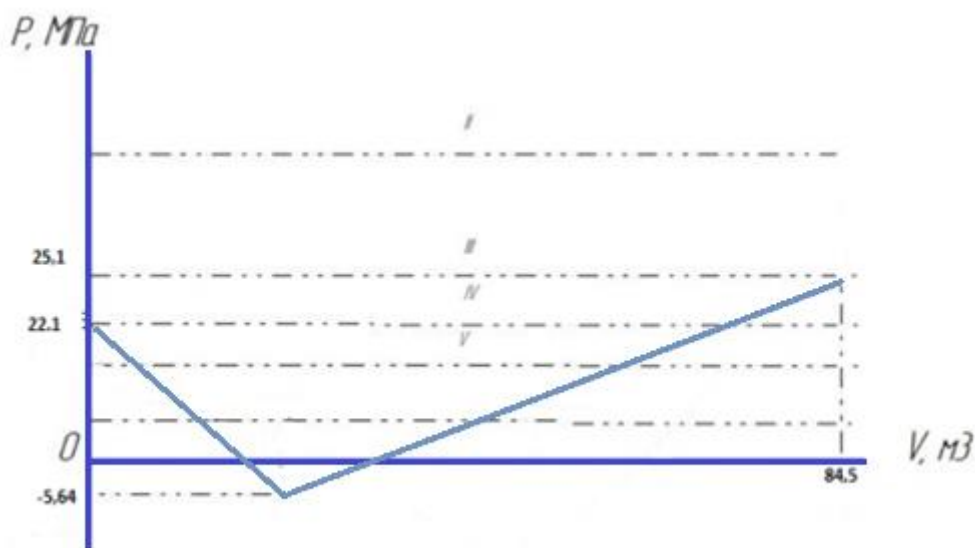


Рисунок 11 – График изменения давления на цементирующей головке в процессе цементирования

Таблица 40 – Режимы работы цементирующих агрегатов

Скорость агрегата	Давление на цементирующей головке	Объем раствора закачиваемый на данной скорости, м³
V	3,8	62
IV	5,43	12,5
III	7,6	6,5

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 85 мин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-146 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- обратный клапан ЦКОДМ-146;
- центратор-турболизатор ЦТГ-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 41);
- центратор ЦЦ-2-146/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 41).

Таблица 41 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
1490-1550	ЦТГ-146/216	7
2580-2630	ЦТГ-146/216	8
2638-2698	ЦТГ-146/216	3
1599-2490	ЦЦ-2-146/216	18
1068-1409	ЦЦ-2-146/216	20
978-1018	ЦЦ-2-146/216	5
158-948	ЦЦ-2-146/216	5
2-12	ЦЦ-2-146/216	2

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК2-65х21 ХЛ К1.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор ПРК-42С. Интервал перфорации составляет 2 м. Поскольку мощность пласта составляет 10 м по вертикали, то требуется не менее пяти спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи смены раствора на воду с добавлением ПАВ, при отсутствии притока на нефть, затем аэрацию, понижение уровня компрессором

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 82 т, а вес бурильной колонны – 66 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М. Уралмаш 5000.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	648,8	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	3,02
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	819,7	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,59
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	1047,6	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,99
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	1960		

Продолжение таблицы – 42

Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{в\text{лб}}$)	465	$k_{\text{по}} = P_o / P_{\text{бo}}(k_{\text{по}} > 1,25)$	5,04
Вес бурильной колонны, т ($Q_{\text{бк}}$)	66,2		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{\text{ок}}$)	81,9		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{\text{п}}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{\text{бр}}$)	11,6		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м^2 ($F_{\text{бo}}$)	324		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1		2560	
2		1650	
3		990	
4	52	623	
5	75	372	
6	28	208	

3. Специальная часть.

«Обзор и сравнение современного парка мобильных буровых установок, МБУ 125 г. Кунгур и Rig ZJ 30»

Данная тема специального вопроса была выбрана мной по причине актуальности применения мобильных буровых установок в условиях труднодоступности районов их работ, а также, всё более широкого распространения бурения поисковых и эксплуатационных скважин данным типом буровых установок.

Мобильные буровые установки обладают рядом преимуществ перед стационарными установками, такими как: высокая транспортабельность, быстрый монтаж и подготовка к работе, демонтаж буровой установки, простотой ремонта, высоким уровнем автоматизации и как итог сокращению числа рабочего персонала. Перечисленные положительные характеристики позволяют уверенно говорить, что в ближайшие годы, доля сооружаемых скважин с помощью МБУ будет только увеличиваться. Первый опыт создания и применения буровых установок на территории СССР относятся к началу 60-х годов - это мобильные буровые установки на пневмоколесном ходу ЗИФ 650 и ЗИФ 1200, применяемые для структурного и поискового бурения. Широкое распространение МБУ для поискового бурения, а также для зарезки боковых стволов в России получили в начале 2000-х годов. На данный момент МБУ выполняют весь комплекс разведочно-поискового и эксплуатационного бурения.

Для подробного обзора и сравнения Мобильных Буровых Комплексов, мною были выбраны наиболее МБУ -125 (мобильная буровая установка) и МБУ Rig ZJ 30. Данные установки близки по своим техническим характеристикам, но имеют ряд эксплуатационных отличий которые будут мною освещены далее.



Рисунок – 12 Мобильная буровая МБУ-125.

Мобильная буровая установка (МБУ 125) выпускается несколькими заводами в стране и монтируется на самоходные грузовые платформы разных производителей, наиболее широко распространены колесный шасси МЗКТ (Минский завод колесных тягачей) и БАЗ (Брянский автомобильный завод). Мобильный блок приемных мостков, бурового основания и подстилающих матов транспортируют на трехосном прицепе. Максимальная рабочая нагрузка установки 125 тонн, расчётная глубина бурения бурильными трубами 114 мм до 2700 метров, оснастка талевой системы 4 на 5 ролика, диаметр талевого каната 28 мм. Тяговое усилие барабана лебедки 191 к Н. Высота мачты 37 метров, длина свечей до 24 метров. Мощность установки 470 Л/с., масса установки до 60 тонн.

Технические характеристики МБУ 125	
Масса установки	55-60 т
Подъемный блок	125 т
Длина свечей	24 м
Высота мачты	37 м
Максимальная рабочая нагрузка	125 т
Глубина бурения трубами 89 мм и 73 мм и НКТ	3000 м
Глубина бурения трубами 114 мм и 127 мм	2700 м
Диаметр талевого каната	28 м
Оснастка талевой системы	4×5
Талевый блок : скорость подъема	0,15 ...1,5 м/сек
Тяговое усилие барабана буровой лебедки	191 кН
Скорость спуска крюкоблока с грузом	0,9 м/сек
Мощность силовой установки	470
Вспомогательная лебедка	3 т
Транспортные габариты установки	28×3,1×4,5 м

Рисунок 13 –Технические характеристики МБУ-125.



Рисунок – 14 Мобильная буровая Rig ZJ 30

Мобильная буровая установка Rig ZJ 30 выпускается в КНР, так же монтируется на самоходные грузовые семи осные платформы, колесной формулой 14*8. Силовая установка, два дизельных двигателя общей мощностью 962 Л/с.

Максимальная рабочая нагрузка установки 145 тонн, расчётная глубина бурения бурильными трубами 114 мм до 3000 метров, оснастка талевой системы 4*5 или 5*6 роликов, диаметр талевого каната 32мм. Тяговое усилие барабана лебедки 230 к Н. Высота мачты 38 метров, длина свечей до 24 метров. Масса установки до 76 тонн.

Технические характеристики Rig ZJ 30	
Масса установки	76 т
Подъемный блок	158 т
Длина свечей	24 м
Высота мачты	37 м
Максимальная рабочая нагрузка	145 т
Глубина бурения трубами 89 мм и 73 мм и НКТ	3700 м
Глубина бурения трубами 114 мм и 127 мм	3000 м
Диаметр талевого каната	32 м
Оснастка талевой системы	4×5...5×6
Талевый блок : скорость подъёма	0,20 ...1,36 м/сек
Тяговое усилие барабана буровой лебедки	230 кН
Скорость спуска крюкоблока с грузом	1,1 м/сек
Мощность силовой установки	962
Вспомогательная лебедка: 2 шт	4...5 т
Транспортные габариты установки	21×3,3×4,5 м

Рисунок 15 –Технические характеристики Rig ZJ 30.

Как мы видим у мобильной буровой установки китайского производства, есть ряд показателей (таких как, тяговое усилие на барабан лебедки,

крутящий момент на вертлюге, максимальная рабочая нагрузка), выше чем у отечественной буровой установки, однако это обусловлено тем, что на базе отдельных механизмов этой установки, изготавливают буровые установки с большей глубиной бурения, такую как Rig ZJ 40 с глубиной бурения до 4000 м (на бурильных трубах 114 мм, при весе одного погонного метра бурильной колонны до 28 кг). Китайские инженеры пошли по пути унификации в конструирования мобильных буровых комплексов, с целью снижения затрат на их изготовление и увеличения предложения различных МБУ на рынке буровых услуг.

Данная тенденция не обошла и отечественных производителей буровых установок. В 2009 году кургинский машинный завод наладил выпуск буровых комплексов на базе МБУ-125, для чего ранее проводили испытания на статическом стенде, бурового основания совместно с мобильно вышечным блоком. Нагружая мобильно вышечный блок установки МБУ 125, получили значения в 151 тонну, без разрушения и деформации конструкции. Проведя доработки в конструкции, связанные с увеличением запаса прочности, наладили выпуск установки МБУ-140.

К сожалению, данный буровой комплекс выпускался в не большом количестве (до 50 установок) и большая часть выпущенных установок ушла на экспорт.

Из недостатков при работе с МБУ-125, хотелось бы упомянуть наличие одного пневматического ключа УМК, в то время как, на rig 30 два гидравлических ключа для свинчивания и развинчивания бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб. Данный факт увеличивает общее время СПО на отечественной буровой, надежность пневматического ключа УМК оставляет желать лучше, так из-за постоянного конденсата, который скапливается в нагнетальных пневматических приводах и при работе в низких температурах, требует частого обслуживания.

Гидравлические УМК китайского производства имеют больший крутящий момент для свинчивания и развинчивания резьбовых соединений труб. Что сокращает время СПО при работе на данной буровой.

Лебедка установки rig 30 имеет двух барабанное исполнение, что позволяет второй барабан лебедки не задействованный в работе держать в качестве запасного (аварийного), либо работать барабаном с тросом меньшего сечения, например 28 мм в целях удешевления, эксплуатации буровой установки.

Так же стоит отметить, возможность замены оснастки талевого системы на установке Rig 30 с добавлением или уменьшением числа роликов 4*5 или 5*6.

Наличие двух дизельных двигателей установки Rig 30 позволяет при необходимости через соединительный редуктор использовать оба двигателя одновременно.

Отечественная МБУ имеет меньший вес, от (55-60 тонн) против 76 тонн установки Rig 30

как следствие меньшее удельное давление на грунт и выше проходимость что, несомненно, важно в отсутствие хорошего дорожного покрытия в местах работы МБУ.

Все преимущества Rig 30 существенные в основном для буровой бригады занятой в бурение на данной установке, но не для владельца буровой. Основное преимущество отечественных буровых комплексов — это их цена, которая в полтора раза ниже по сравнению с китайскими буровыми, при сходном показателе глубина бурения. Так же более дешевые запасные и расходные части отечественного производства, многие узлы и агрегаты Rig 30 комплектуются деталями производства США.



Рисунок 16 – Мобильная буровая установка Rig ZJ 30 в смонтированном состоянии.

В заключении хотелось бы сказать, что отечественные производители мобильных буровых комплексов не стоят на месте. Ряд отечественных производителей серийно начали выпуск установки МБУ-160. Которая по своим техническим и эксплуатационным характеристикам способна абсолютно на равных конкурировать с зарубежными аналогами. При создании этого мобильного комплекса производитель учёл, все эксплуатационные недостатки более ранних моделей буровых установок.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

4.1 Структура и организационные формы работы ОАО «Востокгазпром»

ОАО «Востокгазпром» - дочернее предприятие ОАО «Газпром».

Компания, созданная в 1999 году, первой в Томской области приступила к добыче природного газа. Это событие стало началом новой для региона газодобывающей отрасли. Компания, специализируется на освоении месторождений со сложной геологической структурой, обеспечивающая полный производственный цикл от освоения месторождений, добычи углеводородного сырья до подготовки, получения товарной продукции и глубокой переработки. Деятельность компаний позволяет в значительной степени обеспечить потребности в газовом топливе энергетики, предприятий, населения Томской, Новосибирской, Омской и Кемеровской областей. Компания, выступающая координатором по управлению метанольными проектами ОАО «Газпром».

"Востокгазпром" совместно с дочерним предприятием ОАО

"Томскгазпром" имеет лицензии на право пользования недрами Казанского, Останинского, Рыбального, Мыльджинского, Северо-Васюганского, Чкаловского и Сомовского участков с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

Газ, добываемый на месторождениях компании, поставляется в Томскую, Новосибирскую, Кемеровскую, Омскую области, Алтайский край, используется такими крупными предприятиями, как Западно - Сибирский металлургический комбинат, Кузнецкий металлургический завод, Барнаульский шинный завод и др. В Томской области и Алтайском крае в течение двух лет переведено на газ 30 000 квартир, 50 котельных, 20 промышленных предприятий, значительно выросло количество транспорта, работающего на газомоторном топливе.

Компания имеет 100-процентный контроль над активами ООО

"Сибметахим", которое объединяет метанольные активы ОАО "Газпром".

Высшим органом управления Открытого акционерного общества «Газпром» является Общее собрание акционеров, которое проводится ежегодно. Проводимые помимо годового Общего собрания акционеров являются внеочередными. Правом голоса на Общем собрании акционеров обладают акционеры - владельцы обыкновенных акций. Любой акционер лично или через своего представителя имеет право на участие в Общем собрании акционеров. Собрание является правомочным, если в нем приняли участие акционеры, обладающие в совокупности более чем половиной голосов.

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью Общества, за исключением решения вопросов, отнесенных к компетенции Общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются Общим собранием акционеров на срок до следующего годового Общего собрания акционеров. Председатель Правления (единоличный исполнительный орган) и Правление (коллегиальный исполнительный орган) осуществляют руководство текущей деятельностью Общества. Они организуют выполнение решений Общего собрания акционеров и Совета директоров и подотчетны им.

Члены Совета директоров: Михаил Середа, Андрей Круглов, Кирилл Селезнев, Елена Васильева, Виталий Яковлев. Генеральный директор ОАО «Востокгазпром» - Виталий Кутепов.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно – заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным

нормативным пачкам определяется по формуле: $T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$ час, (4.1)

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (4.4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60 \text{ час}}, \quad (4.5)$$

Где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения скважины глубиной 3436 метров составляет 293 часов (механического бурения), время СПО составит 12,4 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 30 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (4.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = \frac{2540}{600} = 4.23 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})} \text{ час,} \quad (4.7)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час;

$t_{ПВР}$ – время на предварительно-вспомогательные работы, час;

$$V_P = 2540 / (600 + 77 + 25) = 3.61 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес,} \quad (4.8)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{2540 \cdot 720}{803,9} = 2274.90 \text{ м/ст.мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (5.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 2540/3=846.6 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта (Таблица 43)

4.3 Нормативная карта

Таблица 43 – Нормативная карта

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Наращивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кондуктор:															
Бурение под кондуктор		0	560	560	Ш 393,7 МЗ – ЦВ	800	1	0,01	0,5	0,43	-	0,02	0,66	1,18	2,79
Крепление кондуктора	12,66														
ИТОГО	15,45														
Промежуточная колонна:															
Бурение под колонну		560	1800	1240	БИТ 295,3 516 УСМ	2400	1	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	32,4
Крепление колонны	56,38														
ИТОГО	88,78														
1.1.1-Продолжение таблицы															
Эксплуатационная колонна:															
Бурение под э/к		1800	2540	740	БИТ 215,9 В 516 У	2000	1	0,027	51,3	28,5	31,6	9,45	7,15	7,3	135,3
Крепление под э/к	91														
ИТОГО	226,3														

Продолжение таблицы 43

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															14,19
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															87,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, час															453,29
ИТОГО нормативное время бурения и крепления, сут.															18,8
ИТОГО нормативное время бурения и крепления с $k=1,05$															20

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 20 суток.

4.4 Составление линейно-календарного графика.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 44.

Условные обозначения к таблице 44:




	Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
	Буровая бригада (бурение);
	Бригада испытания;

Таблица 44 – Линейно-календарный график работ

		Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы													
		1			2			3			4				
Вышкомонтажные работы															
															
															
Буровые работы															
															
Освоение															
															
															
															

5. Социальная ответственность при техническом проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2540 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, буровых работ на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

Таблица 45 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.	Нормативные
Работа на буровой установке		
	Вредные факторы	
Работа непосредственно на кустовой площадке, буровой установке и привышечных сооружениях.	Неудовлетворительные погодные условия	СанПиН 2.2.4.548-96
	Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны	
	Тяжесть и напряжённость труда	
	Повышенные уровни шума	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ.
	Повышенные уровни вибрации	
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	
	Опасные факторы	
Работа непосредственно на буровой установке	Механический травматизм Пожаро-взрывоопасность Поражение электрическим током	ПБ 08-624-03, ГОСТ 12.1.012-90, ГОСТ 12.1.029-80

5.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве скважины на Казанском нефтегазонденсатном месторождении (Томская область)

Неудовлетворительные погодные условия при работе на открытом воздухе.

Согласно НТД при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной -20°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+18^{\circ}\text{C}$.

Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях, которые представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Погодные условия

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$
При безветренной погоде	- 40
Не более 5,0	- 35
5,1–10,0	- 25
10,0–15	-15
15,1–20,0	-5
Более 20,0	0

Неудовлетворительная освещенность:

Помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Естественное освещение подразделяется на следующие типы: боковое, верхнее и комбинированное (верхнее и боковое).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

Повышенный уровень шума:

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться насосы и двигателя, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.003-83 (1999). Норма для рабочей зоны составляет 80 дБА. Меры для устранения превышения уровня, звукоизоляция источников шума, шумозащитный экран, индивидуальные средства защиты (наушники).

Таблица 47 – Уровень звукового давления на буровой

Характеристики помещений	Уровень звукового давления, дБ в среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Уровень звука и эквивалент уровня, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочая зона	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Повышенный уровень вибрации:

В процессе бурения, рабочие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.003-01

Меры для устранения превышения уровня вибрации, следующие: установка защитного, изолирующего кожуха на двигатель, усиление рамы крепления двигателя к полу. Установка виброгасителей, переходных прокладок, снижающих уровень вибрации на рабочих узлах и агрегатах.

Таблица 48 – Предельно допустимые уровни колебательной скорости вибрации

Вибрация	Направление формирования вибрации	Среднегеометрические частоты, Гц									
		1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
Общая	Вертикальное (по оси)	20 132	7,1 123	2,5 114	1,3 108	1,1 107	1,1 107	1,1 107	1,1 107	-	-
Локальная	по каждой оси	-	-	-	5,0 120	5,0 120	3,5 117	2,5 114	1,8 111	1,3 108	0,9 105

Загазованность и запыленность рабочей зоны буровой установки.

Воздушная среда рабочей зоны, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе рабочей зоны, а также продолжительности пребывания человека в данной рабочей зоне. По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высоко опасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й – вещества малоопасные.

В основе данной классификации - показатели, характеризующие предельно допустимую концентрацию вредных веществ и их среднюю смертельную концентрацию в воздухе (таблице 49).

Таблица 49 – ПДК вредных веществ в воздухе

Показатели	Классы опасности			
	1-й	2-й	3-й	4-й
ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ Средняя	Менее 0,1	0,1 .. 1,0	1,1 ... 10,0	Более 10,0
смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	Менее 500	500 .. 5000	5000 .. 50 000	Более 50 000

Концентрация вредных веществ на основных рабочих местах не должна превышать ПДК, т.к. при повышенной концентрации углеводородов у работающих возможно раздражение слизистых оболочек и кожи, головная боль, раздражение слизистой оболочки верхних дыхательных путей и глаз, поражение печени и почек.

5.1.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве наклонно-направленной скважины на Казанском нефтегазоденсатном месторождении (Томская область)

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары:

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде, в исключительных случаях к смертельным исходам.

В случае возникновения аварийной ситуации - открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов. Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 49.

Таблица 49 – Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	<p>Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием.</p> <p>Внешнее: поджог</p>	<p>Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)</p>	<p>Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы</p>
Пожар	<p>Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ.</p> <p>Внешнее: поджог</p>	<p>Локальный (в пределах буровой вышки)</p>	<p>Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы</p>

Заключение

В процессе выполнения работы по теме «Технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины глубиной 2540 метров на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)» сделаны расчеты и обоснования по вопросам, освещенным в ней.

Подробно изложены экономические, географические характеристики района работ, показатели нефтегазоносности района, а также геологический разрез.

Обоснован выбор способа бурения забойными двигателями, выбрана одноколонная конструкция скважины с четырех интервальным профилем. Рассчитаны режимы бурения для всех интервалов скважины: приведены типы и размеры долот с обоснованием их класса, рассчитана осевая нагрузка на долото, частота вращения долот. Произведен выбор очистного агента и расчет его необходимого расхода, выбраны рецепты приготовления бурового раствора, обоснован выбор забойных двигателей. Подробно освещен вопрос освоения скважины.

В третьей главе проведен анализ и сравнение современного парка мобильных буровых установок, отечественного и зарубежного исполнения.

В четвертой главе финансовый менеджмент проекта, ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Результатом работы является расчет нормативной продолжительности строительства скважин, а также расчет сметной стоимости сооружения скважины.

В пятой главе дипломной работы социальная ответственность проекта, приведены рекомендации по безопасности рабочей зоны, анализ вредных и опасных факторов при строительстве скважины, экологическая безопасность. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Список используемой Литературы

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
3. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М.: Недра, 2003. — 1007 с.
4. Ежова А.В., Ген Т.Г. Литология нефтегазоносных толщ: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2002. – 112 с.
5. Зими́на С.В., Пульки́на Н.Э. Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 74 с.
6. Инструкция по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы. – Москва 1993 г. – 59 с.
7. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и полезные ископаемые: Справочное пособие/Под ред. А.Г. Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
8. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.